

UNIVERZITET U BEOGRADU
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET

Vladimir M. Šiljkut

**UPRAVLJANJE POTROŠNOM
U INTELIGENTNIM ENERGETSKIM
MREŽAMA SA VARIJABILNOM
PROIZVODNOM**

doktorska disertacija

Beograd, 2014/15.

UNIVERSITY OF BELGRADE
SCHOOL FOR ELECTRICAL ENGINEERING

Vladimir M. Šiljkut (Shiljkut)

**DEMAND SIDE MANAGEMENT
IN SMART POWER GRIDS
WITH VARIABLE GENERATION**

Doctoral dissertation

Belgrade, 2014/15

Mentor:

Prof. dr Nikola Rajaković, dipl.inž.el.,
redovni profesor,
Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet

Član komisije:

Prof. dr Ivan Škokljev, dipl.inž.el.,
redovni profesor,
Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet

Član komisije:

Prof. dr Dragan Tasić, dipl.inž.el.,
redovni profesor,
Univerzitet u Nišu, Elektronski fakultet

Datum odbrane:

Ovaj rad posvećujem uspomeni na moju majku i koleginicu Smiljku (Vukčević) Šiljkut, autora brojnih jugoslovenskih standarda za elektroenergetsku opremu, bez čije roditeljske i kolegijalne podrške ni ovaj, ni moji drugi, raznovrsni poduhvati u životu i karijeri ne bi bili ostvareni.

Zahvalnost dugujem i svome ocu, takođe (umirovljenom) kolegi, Momiru, na istoj takvoj podršci i preuzimanju dodatnog bremena svakodnevnog života, u vreme mog rada na ovoj disertaciji i Smiljkinog odlaska iz njenog i naših života.

Najsrdahnije se zahvaljujem mom profesoru i mentoru, Nikoli Rajakoviću, na poverenju koga mi je ukazivao tokom naše višegodišnje saradnje, na tome što me je ubedio da upišem doktorske studije i na njegovom stručnom vođenju kroz njih i kroz nekoliko projekata na kojima sam imao čast da mu budem saradnik.

Posebno se zahvaljujem svim onim mojim dragim koleginicama i kolegama iz Elektrodistribucije Beograd, Elektroprivrede Srbije, CIRED Srbije, sa Elektrotehničkog fakulteta i Više elektrotehničke škole u Beogradu, koji su mi poveravali različite, značajne poslove i zadatke, određujući tako vijugav i nadasve zanimljiv tok moje profesionalne karijere. Njihovo iskustvo i znanje iz struke, koje su mi preneli, takođe je ugrađeno u ovaj rad.

Veliku zahvalnost dugujem i svim koleginicama i kolegama iz Elektrodistribucije Beograd koji su mi nesebično pomogli – ne samo u prikupljanju, pripremi i obradi podataka neophodnih za analize i proračune prikazane u ovom radu – nego i svojim dobrim idejama i predlozima.

Na ustupljenim meteorološkim podacima i dozvoli za njihovo korišćenje u proračunima, najtoplije se zahvaljujem našem renomiranom meteorologu, gospodinu Branku Sparavalu.

Naročitu zahvalnost izražavam autorima pojedinih referenci, na ustupljenome materijalu i dozvoli da ga koristim u ovom radu, pre svega dr Aleksu Papaleksopulosu (Alex Papalexopoulos) iz Kalifornije i osobito mom dragom kolegi, mr Slobodanu Maksimoviću, budući da su i rezultati našeg zajedničkog, višegodišnjeg i plodonosnog rada u Elektrodistribuciji Beograd, ugrađeni u ovu disertaciju.

Podaci o doktorskoj disertaciji

UPRAVLJANJE POTROŠNJOM U INTELIGENTNIM ENERGETSKIM MREŽAMA SA VARIJABILNOM PROIZVODNjom

Rezime

Predmet i osnovu za izradu ove disertacije predstavljalo je istraživanje potencijala i mogućih efekata upravljanja opterećenjem (DSM) i odziva potrošnje (DR) u konceptu inteligentnih (Smart) elektrodistributivnih mreža sa varijabilnom proizvodnjom.

Konvencionalne metode upravljanja potrošnjom menjaju svoju suštinu u mrežama sa značajnim udelom varijabilne proizvodnje jer, pored smanjenja vršnog opterećenja, mogu da odigraju i ulogu skladištenja energije, doprinoseći tako balansiranju snage u sistemu. Stoga je bilo uputno izvršiti analizu tehničkih mogućnosti daljinskog upravljanja delom potrošnje. Istraživanja, proračuni i analize sprovedeni su na primerima odabranih delova, kao i celine, konzumnog područja „Elektrodistribucije Beograd“ (EDB).

Postavljeni zadaci i ciljevi ove disertacije bili su sledeći:

- istražiti i sagledati ukupne kapacitete u termičkim potrošačima (termo-akumulacionim pećima, akumulacionim bojlerima i dr.), i ostalim uređajima pogodnim za skladištenje energije, na konzumu EDB;
- razvoj metode za procenu potencijala (kapaciteta) DSM/DR za potrebe balansiranja snage potrošnje sa snažno fluktuirajućom (tj. intermitentnom, varijabilnom) proizvodnjom iz obnovljivih izvora (skr. V-RES), priključenih na elektrodistributivnu mrežu;
- oceniti primenljivost i efektivnost programâ DSM/DR, kako za smanjenje vršnog opterećenja tj. rasterećenje elektrodistributivne mreže (izravnavanje dnevnog dijagrama opterećenja), tako i za skladištenje energije kojim bi se postiglo balansiranje snage sa pretpostavljenim većim obimom V-RES;
- razvoj koncepta upravljanja potrošnjom kao oruđa za skladištenje u „Smart + V-RES“ okruženju i predlog odgovarajućeg tehničkog rešenja;
- predložiti konkretan način upravljanja potrošnjom i ilustrovati mogućnost njegove primene na jednom odabranom delu konzumnog područja EDB;
- prikazati rezultate simulacije priključenja jedne vrste RES u većem obimu i primene odabranog DSM/DR modela, na istom, odabranom delu konzumnog područja EDB;

- razvoj metode za dugoročno prognoziranje vršne snage u uslovima njenog značajnijeg i dugotrajnijeg sniženja, postignutog primenom „Smart + V-RES + DSM/DR“ koncepta;
- proceniti energetske i finansijske efekte eventualne realizacije predloženog DSM/DR modela i pretpostavljene dinamike njegovog širenja, i sprovesti odgovarajuću tehnno-ekonomsku i analizu osetljivosti u vezi sa isplativošću njegove primene.

Osnovni cilj je bila procena mogućeg doprinosa odabranog pristupa i DSM/DR metode optimizaciji rada i dugoročnog planiranja razvoja elektrodistributivne mreže, kroz uštede koje oni mogu da donesu.

Metode korišćene pri radu i izradi same disertacije obuhvatile su:

- istraživanja na bazi dostupne strane i domaće literature iz navedene oblasti. Prikazi doprinosa većeg broja istraživača i autora u oblastima kojih se dotiče tema ove disertacije posebno su izdvojeni i prikazani u Uvodu (Poglavlje I), poglavljima II (strana literatura) i III (domaća), kao i potpoglavljima IX.1.1 do IX.1.3 (kada je reč o dugoročnom prognostičkom i planerskom aspektu razmatrane problematike);
- istraživanja domaćih/lokalnih iskustava, na osnovu raspoloživih podataka i dokumentacije (prikazano u Poglavlju III);
- korišćenje i evaluacija raspoloživih merenja na srednjem i niskom naponu radi osmišljavanja, testiranja i odabira najpogodnije metode za procenu kapaciteta konkretnog, razmatranoga konzuma za DSM/DR. Predlozi nekoliko metoda teorijski su obrazloženi u Poglavlju IV, a rezultati (ili ocena mogućnosti) njihove primene dati su u Poglavlju V;
- izbor tj. formulisanje metode/programa DSM/DR najpodesnijih postojećem stanju, tehničko-tehnološkim i ekonomskim mogućnostima u Beogradu i Srbiji. Predlozi konkretnih modela DSM/DR projekata izloženi su u Poglavlju VI – za celo konzumno područje „Elektrodistribucije Beograd“ u potpoglavlju VI.2, a koncept integracija funkcija, na nivou jednog SN/NN trafo-rejona, predložen je i obrazložen u Potpoglavlju VI.3;
- simulacija uticaja primene odabrane metode/programa DSM/DR na preoblikovanje hronološkog dijagrama opterećenja i na smanjenje vršne snage, sa i bez kombinovanja sa RES. Ova simulacija izvršena je na osnovu realnih merenja opterećenja i insolacije, na primeru jednog konkretnog SN/NN trafo-rejona u Beogradu. Rezultati su detaljno prikazani u Poglavlju VII;
- simulacija pretpostavljene dinamike širenja predloženog DSM/DR programa po celom konzumnom području Beograda, i istraživanje njegovog uticaja na osetnije i dugotrajnije smanjenje vrednosti godišnje vršne snage ovoga konzuma (detaljno prikazano i analizirano u Poglavlju VIII);

- osmišljavanje, testiranje i predlaganje alternativnih metoda za prognoziranje vršne godišnje snage u uslovima njenog osetnijeg i dugotrajnijeg smanjenja usled eventualne primene i širenja predloženog DSM/DR programa (potpoglavlja IX.2 i IX.3);
- predlog metodologije za utvrđivanje dozvoljene visine troškova (Potpoglavlje X.1) i sprovođenje tehno-ekonomske analize isplativosti primene predloženog DSM/DR programa (rezultati su dati i komentarisani u Potpoglavlju X.2).

Glavni rezultati, zaključci i doprinosi obavljenih istraživanja, simulacija i analiza, predstavljenih u disertaciji, su sledeći:

- Kao najefektivnija, predložena je metodologija za procenu DSM/DR kapaciteta zasnovana na poređenju profila opterećenja za isti (ili približan) datum tokom više godina. Koristeći raspoložive podatke sa SCADA, ona omogućava preciznu identifikaciju DSM/DR kapaciteta, bolje i prikladnije modelovanje konkretnih DSM/DR programa, 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. Pri primeni ove metode, međutim, potrebno je voditi računa o tipu dana (radni/neradni), tako da on ostane nepromenjen. Ovo je naročito važno kod primene ove metode na manjim konzumnim područjima, sa izraženim uticajem određene kategorije potrošnje, usled kog se dijagrami opterećenja tokom radnih i dana vikenda mogu znatno da razlikuju.
- Na lokalnom nivou, koristeći primer jednog sredjenaponskog izvoda i jedne TS na njemu, izložena je i metodologija za utvrđivanje specifičnog kapaciteta DSM/DR. Ova veličina predstavlja promenu vršne dnevne električne snage nekog konzumnog područja po jedinici promene srednje dnevne temperature. U analiziranom primeru, utvrđen je specifični kapacitet klima-uređaja na području navedenog konzuma, na bazi podataka o temperaturama ambijenta i ostvarenim opterećenjima tokom dva vršna letnja meseca 2012. Prednost ove metode je ta, što specifični i ukupni kapacitet ovakvih uređaja lako mogu da se odrede, bez poznavanja njihovog broja i naznačenih snaga, takođe samo na osnovu raspoloživih, registrovanih podataka.
- Što se tiče simulacije većeg obima primene V-RES jedinica, ukoliko bi njihova ukupna instalisana snaga iznosila do 30% od srednje vrednosti godišnjeg opterećenja napojenog područja, profili u realnom vremenu balansiranog opterećenja imali bi osetno manje fluktuacije od prvobitnih profila, bez V-RES. Ukoliko ovaj odnos prevazilazi oko 70%, fluktuacije i strmine rezultujućeg, balansiranog profila opterećenja, sve intenzivnije rastu. Između tih vrednosti, rezultujuće fluktuacije opterećenja će ponekad biti manje, a ponekad veće od prvobitnih.
- Sa pogonom V-RES, gubici snage u elektrodistributivnom sistemu se generalno smanjuju, ali relativna vrednost ovog smanjenja dostiže neki vrhunac i sa sve širom

primenom V-RES, ta vrednost počinje da opada. Stoga je, za svaki pojedinačni slučaj, potrebno odrediti optimalan broj V-RES jedinica, i to sa maksimalnim smanjenjem gubitaka snage u mreži, kao ciljnom funkcijom.

- Instaliranje V-RES jedinica na niskonaponskom (NN) nivou može uzrokovati inverzne tokove snage, obrnutu transformaciju u TS SN/NN i injektiranje energije natrag u srednjenaponsku (SN) mrežu. Primena nekog DSM/DR programa može da ublaži ovu pojavu i posledične probleme u vezi sa tokovima snaga, neselektivnim reagovanjem relejne zaštite u izvorišnim TS, ili makar da opterećenje transformatora SN/NN učini bližim optimalnom. Naime, na konkretnom, analiziranom slučaju, potvrđeno je da DSM/DR mere i programi mogu da odigraju značajnu ulogu skladištenja energije, posebno u slučaju ako bi u mreži bio prisutan snažan upliv intermitentne distribuirane proizvodnje. Na taj način, DSM/DR može da smanji fluktuacije snage i strmine u profilima opterećenja i da doprinese optimizaciji rada mreže, uključujući i smanjenje gubitaka u njoj.
- Pri radu V-RES kombinovano sa „fiksni“ DSM modelom (kada se aktivira fiksni iznos dodatnog opterećenja), smanjenje gubitaka bilo bi slabije. Za manji broj V-RES jedinica čak bi dolazilo i do povećanja gubitaka, u poređenju sa prvobitnim slučajem, bez V-RES i bez DSM. Pri kombinovanom radu V-RES sa sofisticiranijim, fleksibilnim DSM modelom, smanjenje gubitaka snage bilo bi na približno istom nivou kao u slučaju isključivog angažovanja V-RES.
- Najbolji kandidati za DSM/DR programe su potrošači podvedeni pod projekte daljinskog očitavanja brojila (AMR) u elektrodistribucijama, pre svega zbog postojeće infrastrukture koja omogućava komunikaciju između potrošnje i Centra upravljanja isporučioca električne energije.
- Jedan od važnih zaključaka ove disertacije je, međutim, i sledeći: ukoliko AMR sistem nije dovoljno razvijen ili nije u zadovoljavajućoj meri pouzdan, za procene kapaciteta DSM/DR i za simulacije njegove i primene V-RES, bolje je koristiti dostupne i pouzdane podatke sa SCADA na SN nivou. Time će se dobiti precizniji rezultati, nego li korišćenjem podataka sa NN strane ili uzorkovanjem nedovoljnog broja potrošača, za koje ne možemo biti sigurni da li su tipični reprezentivi analiziranog konzuma.
- Pokazano je da primena i širenje DSM/DR programa može da ima povoljan dugoročni uticaj na smanjenje vršne snage sistema, gubitaka u njemu i troškova – kako eksploatacionih, tako i investicionih.
- Analiziran je i planerski problem korišćenja ekstrapolacionih metoda za prognozu vršne snage u uslovima trenda njenog smanjenja, nastalog usled primene DSM/DR programa. Predložene su alternativne metode, kojima se savlađuje ne samo ovaj, već i neki opšti, sveprisutni prognostičarski problemi, a sama prognoza čini preciznijom. Takođe je dat i predlog jedne nove, originalne prognostičke funkcije.

Ključne reči

Balansiranje snage, distribuirani izvori, inteligentna mreža, odziv potrošnje, opterećenje, potrošnja, prognoza, upravljanje, vršna snaga, varijabilna proizvodnja

Naučna oblast

Elektroenergetika

Uža naučna oblast

Upravljanje opterećenjem / potrošnjom

UDK broj

Data about doctoral dissertation

DEMAND SIDE MANAGEMENT IN SMART POWER GRIDS WITH VARIABLE GENERATION

Abstract

The subject of this dissertation and its basis represents the investigation of potential and possible effects of demand side management (DSM) and demand response (DR) in the Smart power distribution grid concept with variable generation.

Conventional load control methods change their essence in the grids with significant impact of variable generation. Namely, beside peak load reduction, these methods can play the role of energy storage, improving the energy balance in the system. Therefore, it was reasonable to analyze technical possibilities of remote control of a part of the consumption. Researches, calculations and analyses have been conducted using examples of chosen parts, as well as the whole, integral consumption area of Electricity Distribution Company Belgrade, „Elektrodistribucija Beograd“ (EDB).

The tasks and goals of this dissertation were the following:

- to examine and perceive total capacity in heat consumers (heat storage furnaces, storage water heater, etc.) within EDB's consumption area, as well as the capacity of other devices suitable for energy storage;
- to develop estimation method(s) of some area's DSM/DR potential (capacity) for balancing consumption load with strongly fluctuating (i.e., intermittent, variable) generation from renewable energy sources (V-RES), connected to distribution grid;
- to assess the applicability of DSM/DR programs and their effectivity for peak load reduction, load shedding (daily load profile "freezing") and energy storage, by which the power balancing with assumed a greater expansion of V-RES could be achieved;
- to develop the concept of load control as the instrument for energy storage in the „Smart + V-RES“ environment and to propose correspondent technical solution;
- to propose specific manner of load control and to illustrate its apply possibilities at one chosen part of EDB's consumption area;
- to present the simulation results of possible connection and operation of one kind of RES, in greater extent, combined with the application of the chosen DSM/DR model, at the same, selected part of EDB's consumption area;
- to develop the methodology for long-term forecasting of the peak load, in terms of its significant and durable reduction, achieved by the application of „Smart + V-RES + DSM/DR“ concept;

- to assess the energy and financial effects of possible realization of proposed DSM/DR model and supposed dynamic of its expand, and to conduct relevant techno-economical analysis and sensitivity analysis related to this model's application profitability.

The main goal was the estimation of possible contribution of chosen approach and DSM/DR method to optimize the power distribution grid's operation, as well as the long-term network planning and development, through the savings which could be brought by them.

Methods used by work and creation of the dissertation itself, comprehended:

- researches based on available foreign and national literature in the field(s) of the interest. Reviews of contributions of several researchers and authors in the fields related to this dissertation's theme, have been specifically allocated and presented in the Introduction (Chapter I), chapters II (foreign literature) and III (national), as well as in subchapters IX.1.1 to IX.1.3 (when it comes to long-term prognostic and planning aspect of discussed issues);
- investigation of national/local experiences, based on available data and documentation (presented in Chapter III);
- the use and evaluation of available measurements at medium and low voltage level, in order to create, test and select the most suitable methodology for estimation of DSM/DR capacity of some particular, observed consumption area. The proposals of several methods have been explained theoretically in Chapter IV, and the results of their application (or assessment of its possibility) have been presented in Chapter V;
- the selection i.e., formulation of DSM/DR method/programs, the most appropriate to the present state and conditions, like technical, technological and economical possibilities in Belgrade and Serbia. Proposals of particular models of DSM/DR projects have been elaborated in Chapter VI. The proposal for the whole consumption area of „Elektro distribucija Beograd“ has been shown in the Subchapter VI.2. The concept of functions' integration, at the level of a single MV/LV power transformer supply area, has been proposed and elaborated in Subchapter VI.3;
- the simulation of the influence of the chosen DSM/DR method/program on the load profile's reformatting and the peak load reduction, with and without combined generation from RES. This simulation has been done based on the real measurements of electric load and insolation, taking one particular substation MV/LV as example. The results have been shown in Chapter VII, in details;
- the simulation of the assumed dynamics of proposed DSM/DR program's expansion throughout the whole consumption area of Belgrade, and investigation of its impact to appreciable and durable reduction of annual peak load value in that region (presented and analyzed in details, in Chapter VIII);

- designing, testing and proposing alternative methods for forecasting the annual peak load in terms of its appreciable and lasting reduction, caused by possible application and extension of proposed DSM/DR program (Subchapters IX.2 and IX.3);
- the proposal of the methodology for determination of allowed amount of expenses (Subchapter X.1) and conducting the techno-economical and sensitivity analyses of the apply of proposed DSM/DR program (complete results have been presented and commented in Subchapter X.2).

The main results, conclusions and contributions of conducted researches, simulations and analyses, presented in this dissertation, are the following:

- As the most effective, the methodology for DSM/DR capacity estimation, based on the comparison of load profiles recorded in the same (od similar) date during several years, has been proposed. Using available data from SCADA, this methodology allows accurate identification of DSM/DR capacity, better and more convenient modeling of particular DSM/DR programs, more realistic plans for their expansion and comprehensive consideration of possible effects. All these contribute to grid's operation optimization, as well as to its optimal long-term planning, bringing savings and benefits to the Utility. By this method application, however, it is necessary to take into account the day type (working/weekend), so that it remains unchanged. It is especially important by this method's application to smaller supply areas, with pronounced influence of some particular consumption category. It can cause significant differences between load profiles recorded during working days and those recorded during weekends.
- At the local level, using the example of a single, MV feeder and one substation MV/LV, connected to it, the methodology for DSM/DR specific capacity estimation, has been elaborated. This dimension represents the change of daily peak load of some supply area by the change unit of average daily temperature. The specific capacity of air conditioning devices, installed in considered area, has been determined. Calculations were based on data about ambiental temperature and recorded loads during two months of peak summer 2012. The advantage of this method represents the fact that specific and total capacity of such devices can be determined easily, without knowing their number and rated powers, based just on the available data, recorded by Utility's SCADA at MV level.
- The simulation of greater extent of V-RES application shows the following: if their total installed rated power is up to 30% of average value of supplied area's annual load, real-time profiles of balanced load would have fluctuations smaller than original load profiles, without V-RES. If this rate exceeds ca. 70%, fluctuations and slopes of resulting, balanced load profile, would grow more intensive. Between those two values, resulting fluctuations would be sometimes smaller and sometimes greater than original ones.

- With V-RES operation, power losses in electricity distribution system generally become reduced, but the relative value of this reduction reaches a climax, and with further expansion of V-RES installation, that value starts to decline. Therefore, it is necessary to determine, for each particular case, the optimal number of V-RES units, with maximal power losses reduction as objective function.
- Extensive installation of V-RES units at LV level can cause the opposite power flows, reverse transformation in substations MV/LV and injection of power back to MV grid. Some DSM/DR program can mitigate this phenomenon and consequent problems with power flows, indiscriminate action of relay protection in supplying substations HV/MV, or to make, at least, the load of MV/LV power transformer closer to the optimal one. Namely, particular, analyzed case confirmed that DSM/DR measures and programs can play the significant role in energy storage, especially in the case with significant impact of intermittent distributed generation. In such a way, DSM/DR can reduce the power fluctuations and slopes in load profiles and contribute to grid's operation optimization, including the power losses reduction.
- By V-RES operation combined with „fixed“ DSM model (with fixed amount of additional load activated), power losses reduction would be weakened. For smaller number of V-RES units the power losses would be even greater than those in original case, without V-RES and DSM. By combined operation of V-RES with more sophisticated, flexible DSM model, power losses reduction would be approximately at the same level as the losses by sole engagement of V-RES.
- The best candidates for DSM/DR programs are the customers subjected to the projects of automated meters' reading (AMR), primarily due to existing infrastructure which allows communication between consumption and DSO's Control Center.
- One of the most important conclusion of this dissertation is, however, the following one: if AMR system is not enough developed or its reliability is not at sufficient level, for estimating DSM/DR capacity and simulations of its and V-RES apply, it would be better to use available and reliable data from Utility's SCADA at MV level. That way, achieved results would be more accurate than by using data collected from LV level or by sampling of insufficient number of customers. We cannot be sure, namely, that sampled customers were typical ones in the analyzed supply area.
- It has been shown that apply and further extension of DSM/DR programs could have favorable long-term impact to the system's annual peak load value, power losses and costs – operational ones, as well as investment costs.

The following planning issue has been also analyzed: the use of extrapolation methods for peak load forecasting, in the circumstances of its reducing trend, caused by DSM/DR program's apply. Alternative forecasting methods have been proposed, able to overcome not only this particular problem, but also some others, general and ubiquitous forecasting issues. The forecast itself become more accurate by using these methods. The model of one new, original forecasting function has been proposed, too.

Key words

Consumption, control, demand response, distributed energy resources, forecast, load, load balance, peak load, smart grid, variable generation

Academic Expertise

Power industry

Narrow Academic Expertise

Demand side management / Load management

UDK No.

SADRŽAJ

	<i>Podaci o mentoru i članovima Komisije</i>	<i>i</i>
	<i>Posveta i izjave zahvalnosti</i>	<i>ii</i>
	<i>Podaci o doktorskoj disertaciji, Rezime</i>	<i>iii</i>
	<i>Ključne reči, Naučna oblast, Uža naučna oblast, UDK broj</i>	<i>vii</i>
	<i>Data about doctoral dissertation, Abstract</i>	<i>viii</i>
	<i>Key words, Academic Expertise, Narrow Academic Expertise, UDK No.</i>	<i>xii</i>
	<i>Sadržaj</i>	<i>xiii</i>
I	UVOD	1
I.1	Tržišna primena DSM i DR programa	11
I.2	Način odabira konkretnog programa (metode)	16
I.3	Procena kapaciteta i mogućih efekata DSM/DR	18
II	PREGLED STRANIH ISKUSTAVA, PROJEKATA I PLANOVA	22
II.1	Obim izvršenog istraživanja literature	22
II.2	Ključne zajedničke karakteristike analiziranih projekata	23
II.3	Arhitektura „pametne“ mreže kao podloga za primenu DSM/DR programa	25
II.3.1	Potencijalni problemi pri korišćenju AMM/AMR sistema za DSM/DR	26
II.3.2	Mogućnosti i prednosti korišćenja AMM/AMR sistema za DSM/DR	27
II.4	Zahtevi na strani kupca električne energije radi primene DSM/DR programa	29
II.4.1	Arhitektura automatizovanog potrošača	30
II.4.2	„Pametni“ uređaji krajnjeg korisnika	31
II.5	Modaliteti realizacije DSM/DR programa	33
II.5.1	Nedostaci postojećih programa i mera DSM/DR	35
II.5.2	Unapređeni pristup – koncept stohastičkog DSM	35
II.5.3	Toplotni kapacitet i inercija zgrada kao resurs za skladištenje energije	36
III	DOMAĆA ISKUSTVA I MOGUĆNOSTI POSTOJEĆIH TEHNOLOGIJA	37
III.1	Iskustvo „Elektrodistribucije Beograd“ u direktnom upravljanju potrošnjom	37
III.1.1	Struktura sistema MTK	39

III.1.2	Princip funkcionisanja sistema MTK	40
III.1.3	Funkcionalnost, mogućnosti i pouzdanost MTK sistema	42
III.1.4	Pitanje ekonomske isplativosti MTK sistema	43
III.1.5	Ostvareni rezultati i dalje mogućnosti korišćenja sistema MTK za upravljanje opterećenjem	44
III.1.5.1	Primenjeni programi i njihovi rezultati	44
III.1.5.2	Dalje mogućnosti i perspektive primene sistema MTK za upravljanje opterećenjem	46
III.2	Iskustvo ostalih elektrodistribucija u Srbiji u upravljanju opterećenjem pomoću MTK sistema	50
III.2.1	Primer grupisanja potrošača i izbora adresnih područja u Smederevskoj Palanci	50
III.2.2	Mogućnosti korišćenja MTK sistema	53
III.3	Mogućnosti upravljanja potrošnjom pomoću sistema daljinskog očitavanja brojila – primer „Elektrodistribucije Beograd“	54
III.4	Regulativa i normativni osnov za upravljanje potrošnjom/opterećenjem	55
III.5	Zaključak Poglavlja III	57
IV	PREDLOG METODÂ ZA PROCENJIVANJE KAPACITETA UPRAVLJIVOG OPTEREĆENJA NA KONZUMNOM PODRUČJU EDB	58
IV.1	Obuhvat primene metodâ (po kategorijama potrošača, prostorno i po elementima DEES) i raspoloživi ulazni podaci	58
IV.2	Predlozi metoda za procenu potencijala DR	60
IV.2.1	Metoda korišćenja odnosa potrošnje po nižoj i višoj tarifi	60
IV.2.2	Metoda poređenja dnevnih dijagrama za isti datum u dve sezone, sa oprečnim meteorološkim prilikama	60
IV.2.2.1	Toplotna inercija zgrada i uticaj meteoroloških parametara	61
IV.2.2.2	Određivanje opsega raspoloživog kapaciteta za DSM/DR	63
IV.2.3	Metoda oduzimanja snage toplifikovanih i gasifikovanih potrošača	65
IV.2.4	Metoda zasnovana na anketiranju potrošača	66
IV.3	Odabir ulaznih podataka za predložene metode	67
IV.3.1	Ulazni podaci za metodu korišćenja odnosa potrošnje po nižoj i višoj tarifi	67
IV.3.2	Ulazni podaci za metodu poređenja dnevnih dijagrama za isti datum u dve sezone, sa oprečnim meteorološkim prilikama	67

IV.3.3	Ulazni podaci za metodu oduzimanja snage toplifikovanih i gasifikovanih potrošača	69
V	REZULTATI PRIMENE PREDLOŽENIH METODA ZA PROCENU KAPACITETA DSM/DR	73
V.1	Rezultati primene metode korišćenja odnosa potrošnje po nižoj i višoj tarifi, zimi i leti	73
V.1.1	Istraživanje ukupnog kapaciteta za DSM/DR tokom zimskog perioda	74
V.1.2	Istraživanje kapaciteta za DSM/DR u TA pećima	77
V.1.3	Istraživanje kapaciteta za DSM/DR tokom vršnog letnjeg perioda	80
V.1.4	Poređenje zimskog i vršnog letnjeg kapaciteta za DSM/DR	82
V.2	Rezultati primene metode poređenja grafika dnevnih opterećenja za isti ili približan datum u različitim godinama	83
V.2.1	Rezultati primene metode poređenja na podatke iz zimskog perioda – određivanje kapaciteta električnih grejnih uređaja za DSM/DR	83
V.2.1.1	Procena kapaciteta za upravljanje termo-akumulacionim uređajima metodom poređenja dijagrama	87
V.2.1.2	Zavisnost vršne noćne snage i brzine punjenja termo-akumulacionih uređaja od spoljne temperature	89
V.2.2	Rezultati primene metode poređenja na podatke iz letnjeg perioda – određivanje kapaciteta rashladnih uređaja za DSM/DR	90
V.2.2.1	Procena kapaciteta za upravljanje klima-uređajima metodom poređenja dijagrama	94
V.2.3	Uticaj tipa dana i preovlađujuće kategorije potrošnje na procenu kapaciteta DSM/DR	96
V.3	Ocena upotrebljivosti metode oduzimanja snage toplifikovanih i gasifikovanih potrošača	100
V.3.1	Uporedna analiza oblika dijagrama opterećenja izvoda 10 kV DNV26 i celoga konzuma EDB	100
V.3.2	Određivanje uticaja načina zagrevanja prostorija na oblik dijagrama opterećenja na NN	101
VI	KONCIPIRANJE DSM/DR PROGRAMA	104
VI.1	Polazne osnove za izbor ili formulisanje DSM/DR programa	104
VI.2	Predlog DSM/DR projekta za područje „Elektrodistibucije Beograd“	105
VI.2.1	Program A – iskorišćenje AMR sistema za DSM/DR	105
VI.2.2	Program B – poboljšanje efikasnosti korišćenja sistema MTK	106

VI.2.3	Program C – uvođenje stohastičkog upravljanja opterećenjem, proračunavanja njegove raspodele i korišćenja dinamički modelovanih termostata	107
VI.3	Predlog koncepta integracije funkcija	107
VI.3.1	Potrebna hardverska i softverska podrška integrisanom konceptu upravljanja	108
VI.3.2	Restrukturiranje postojeće SCADA	109
VII	SIMULACIJA UTICAJA HIPOTETIČKE PV ELEKTRANE I MERA DSM/DR NA BALANSIRANJE SNAGE U ODABRANOM MANJEM KONZUMNOM PODRUČJU	113
VII.1	Određivanje uzorka konzuma i ulaznih podataka za proračune	113
VII.1.1	Problematika određivanja potrošača sa tipskim profilom opterećenja za određenu vrstu načina zagrevanja prostorija	113
VII.1.2	Podaci o realnim opterećenjima odabranog konzuma	114
VII.1.3	Podaci o mogućoj snazi proizvodnje iz PV panela na području Beograda	115
VII.1.4	Dimenzionisanje hipotetičke PV elektrane	116
VII.1.5	Svođenje ulaznih podataka na istu vremensku rezoluciju	117
VII.2	Balansiranje snaga	118
VII.2.1	Balansiranje postojećeg opterećenja i V-RES, bez DSM/DR	118
VII.2.2	Balansiranje postojećeg opterećenja i V-RES, sa DSM/DR	121
VII.2.2.1	Utvrđivanje kapaciteta upravljivog opterećenja u odabranom području	121
VII.2.2.2	Rezultati utvrđivanja specifičnog rashladnog kapaciteta prostorija	124
VII.2.2.3	Modelovanje DSM programa u odabranom području	128
VII.2.2.4	Simulacija primene DSM programa u kombinaciji sa V-RES	130
VII.3	Smanjenje gubitaka	133
VII.3.1	Smanjenje gubitaka usled instaliranja i rada PV panela	133
VII.3.2	Smanjenje gubitaka u slučaju kombinovanog rada PV panela i programa DSM/DR	135
VII.4	Zaključci Poglavlja VII	136
VIII	PREDLOG DINAMIKE REALIZACIJE DSM/DR PROJEKTA ZA CELOKUPNO KONZUMNO PODRUČJE EDB I SIMULACIJA NJEGOVOG UTICAJA NA RAST VRŠNOG OPTEREĆENJA	138
VIII.1	Predlog dinamike realizacije DSM/DR projekta	138
VIII.1.1	Prva faza realizacije DSM/DR projekta	138

VIII.1.2	Druga faza realizacije DSM/DR projekta	139
VIII.1.3	Matematička predstava modelovane dinamike realizacije projekta	139
VIII.2	Rezultati simulacije uticaja primene DSM/DR projekta na godišnju vršnu snagu konzuma EDB	140
VIII.2.1	Energetski rezultati simulacije primene DSM/DR projekta	140
VIII.2.2	Tehno-ekonomski rezultati simulacije primene DSM/DR projekta	142
IX	PREDLOZI METODA ZA PROGNOZIRANJE VRŠNE SNAGE NAKON NJENOG ZNAČAJNIJEG I TRAJNIJEG SMANJENJA	143
IX.1	Problematika prognoziranja vršne snage	143
IX.1.1	Problem transfera opterećenja	143
IX.1.2	Problem naglog, značajnog i trajnijeg smanjenja vršne snage	145
IX.1.3	Planerska iskustva u Srbiji na izradi relevantnih dugoročnih prognoza opterećenja	146
IX.2	Predlozi metoda za prognoziranje vršnog opterećenja integralnog konzuma	149
IX.2.1	Metoda modelovanja superpozicije rasta opterećenja i uticaja poremećaja	149
IX.2.2	Metoda modelovanja usporenog zasićenja rasta vršne snage pomoću lančanog indeksa	152
IX.3	Predlog metode za prognoziranje vršnog opterećenja užeg konzumnog područja simulacijom novih uslova u prošlosti	154
IX.3.1	Prikaz metodologije	155
IX.3.2	Principi izrade prognoze i varijante	158
IX.3.3	Predlog nove prognostičke funkcije	159
IX.4	Zaključak Poglavlja IX	161
X	ODREĐIVANJE VISINE ISPLATIVIH TROŠKOVA DSM/DR MODULA	162
X.1	Predlog metodologije za utvrđivanje dozvoljene visine troškova	162
X.1.1	Oprema i troškovi DSM faze projekta	162
X.1.2	Troškovi DR faze projekta	165
X.1.3	Ukupni troškovi uvođenja programa DSM/DR	165
X.2	Rezultati tehno-ekonomske analize	167
X.2.1	Rezultati za usvojene referentne vrednosti ulaznih parametara	167
X.2.2	Rezultati analize osetljivosti	169
X.2.3	Rezultati za maksimalne vrednosti ulaznih parametara	179
XI	ZAKLJUČCI	180
L	LITERATURA	182

L.I	LITERATURA za Poglavlje I (Uvod)	182
L.II	LITERATURA za Poglavlje II	183
L.III	LITERATURA za Poglavlje III	185
L.IV	LITERATURA za Poglavlje IV	185
L.V	IZVORI podataka za proračune iz Poglavlja V	186
L.VI	LITERATURA za Poglavlje VI	186
L.VII	LITERATURA I IZVORI PODATAKA za Poglavlje VII	187
L.VIII	LITERATURA za Poglavlje VIII	187
L.IX	LITERATURA za Poglavlje IX	188
L.X	LITERATURA za Poglavlje X	189
D	P R I L O Z I - D O D A C I	190
D.I	NOMENKLATURA - Skraćenice korištene u tekstu, na slikama i u tabelama	190
D.II	ALGORITMI SPROVEDENIH ISTRAŽIVANJA	193
	BIOGRAFIJA	195

I UVOD

Sa rastom potreba i izmenama u nameni i načinu korišćenja električne energije, uz stalan razvoj novih energetskih, informacionih i telekomunikacionih tehnologija, postavilo se pitanje adekvatnosti klasičnih elektroenergetskih sistema (EES) i njihovih pratećih, podržavajućih podistema, kada je reč o njihovom upravljanju, zaštiti, kvalitetu električne energije i merenju relevantnih veličina. Naime, pojavili su se sasvim novi koncepti, koji koriste pomenute nove tehnologije, kao što je *Smart grid* („pametna“ mreža tj. „inteligentni“ EES). Stoga su neophodne značajne promene u radu EES, vezane za trendove razvoja „pametnih“ mreža, a to su:

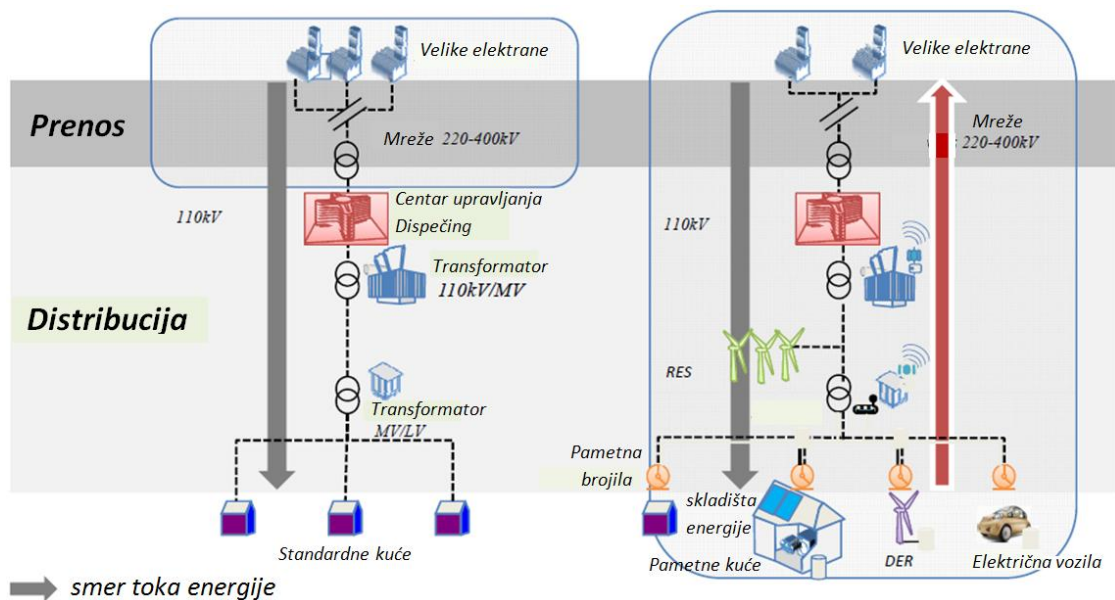
- „pametno“ upravljanje distribuiranom proizvodnjom;
- „pametno“ merenje;
- „pametna“ automatizacija (SN/NN/terminala) distribucije.

Sva tri aspekta zahtevaju razmenu informacija na nivou elektrodistributivne mreže, kvantitativno i kvalitativno u onoj meri u kojoj je to danas moguće. Koncept pametne elektroenergetske mreže ima za cilj da poveća pouzdanost i efikasnost sistema, povezujući električnu energiju i informacione tehnologije.

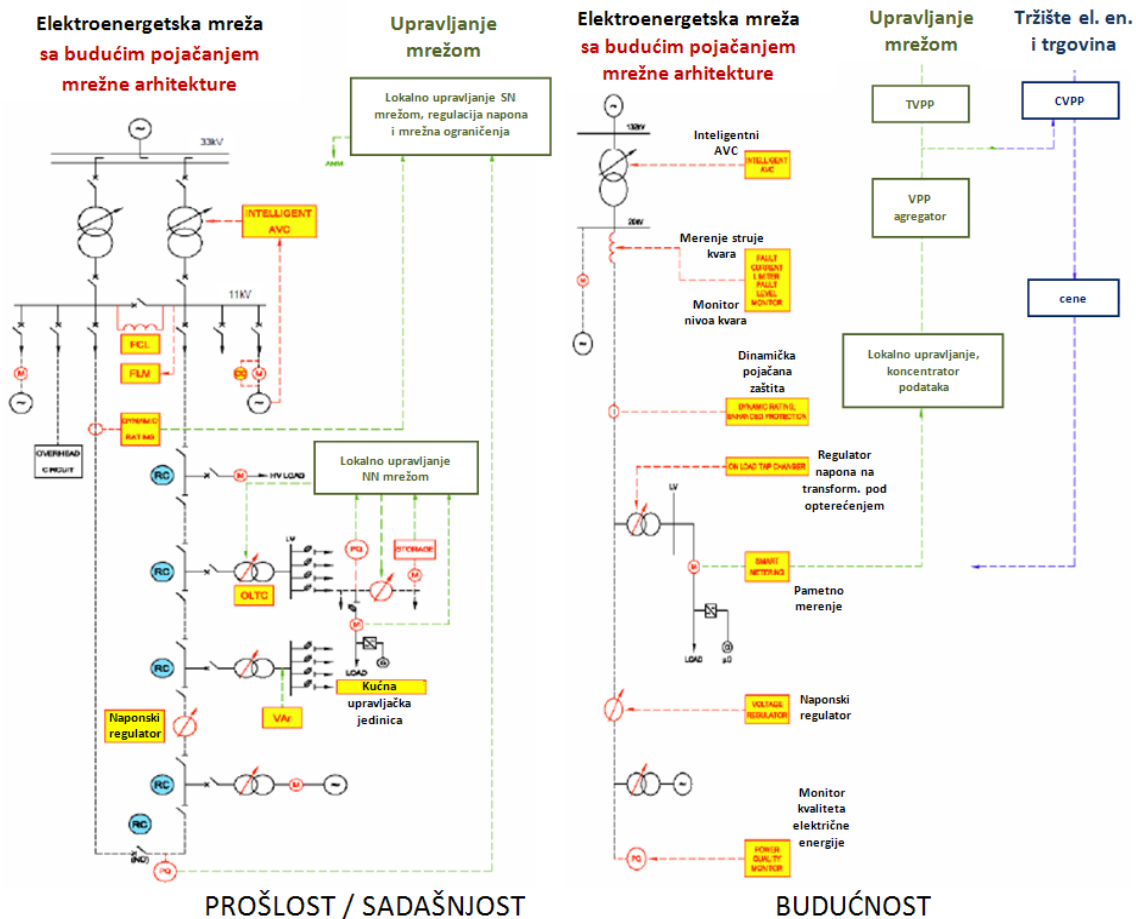
Dodatni problem i izazov kod upravljanja distributivnim elektroenergetskim sistemom (DEES) predstavlja pojava – ostvarena ili u perspektivi – velikog broja distribuiranih (disperziranih) izvora energije (DER)¹, kao i obnovljivih izvora (RES) – kao što su fotonaponski (PV) izvori, kogenerativnih postrojenja (CHP), ali i postrojenja za skladištenje energije, električnih automobila, toplotnih pumpi. Izazov predstavlja i mogućnost tržišnog učešća potrošača (kupaca, korisnika), odzivom njihove potrošnje na dinamičko tarifiranje ili aktivno učešće u upravljanju tržištem energije. Instaliranjem mikro- i mini-izvorâ, najčešće – obnovljive energije, nekada konvencionalni potrošači sada postaju „protrošači“ (proizvođači i potrošači) električne energije, u svojim domovima tj. objektima [I.1]. Time se i tokovi snaga kroz mrežu usložnjavaju; nekada, u pasivnom DEES, oni su bili isključivo od izvorišnih transformatorskih stanica ka krajnjim korisnicima, dok je u savremenim, aktivnim distributivnim mrežama, tok energije kroz nju često i obrnut (predstavljen crvenom strelicom na slici I.1, desno).

Promenljivi tokovi snaga u mreži, često obrnuti u odnosu na one u pasivnoj mreži, te značajne neodređenosti i intermitentna injektiranja energije iz obnovljivih izvora, povećavaju potrebu za jednim DEES koji bi ličio na Internet, sa razmenom informacija na svim nivoima. Da bi se osigurao pouzdan rad DEES u takvim uslovima, mora se obezbediti sigurnost podataka i njihovog toka od i prema onima kojih se oni tiču. Stoga je zadatak novih učesnika tržišne utakmice da obezbede prave informacije, unutar odgovarajućeg vremenskog perioda, onim korisnicima kojima su one potrebne.

¹ Abecedni spisak korišćenih skraćenica, engleski originali i prevodi njihovih objašnjenja dati su u Nomenklaturi (Dodatak D.I, u Prilogu ove disertacije).



Slika I.1 Prelaz sa konvencionalne, pasivne mreže, na „pametnu“ sa RES, tj. DER i novi izazovi pri radu mreže /izvor: slajd br. 11 iz [I.2]/



Slika I.2 Evolucija mrežne infrastrukture /izvor: slajd br. 13 iz [I.2]/

Zbog svega toga se i struktura DEES pomera od jedne statične ka inteligentnoj, sa sposobnošću povratnih upravljačkih akcija u realnom vremenu (v. šeme na slici I.2).

Kao što se sa prethodnih slika vidi, koncept „Smart grid“ povezuje komunikacione i informacione tehnologije sa infrastrukturom elektroenergetskog sistema, radi ostvarivanja sledećih ciljeva:

- obezbeđivanje dodatnih kapaciteta u postojećoj infrastrukturi, pomoću upravljanja vršnim opterećenjem;
- smanjenje troškova upravljanja i održavanja, korišćenjem napredne merne infrastrukture;
- maksimiziranje prenosnog kapaciteta pomoću merenja u širokoj oblasti i upravljanja zasnovanog na fazorima napona;
- povećanje pouzdanosti kroz „on-line“ monitoring „zdravlja“ ključnih komponenti DEES;

Svaka kompanija koja je operater distributivnog sistema (DSO) mora da definiše svoju mapu puta za uvođenje „pametnih“ mreža. Mapom se definišu: aplikacije, tehnologije, politike, prakse i prioriteta, koje treba primeniti, [I.2]. Osim toga, treba sagledati i razumeti moguću ulogu postojećih tehnologija i infrastrukture.

Upravljanje potrošnjom (Demand Side Management, DSM) takođe postaje važan segment u savremenim EES. Ono obuhvata planiranje, primenu i nadzor (monitoring) nad aktivnostima isporučioaca električne energije, koje su osmišljene tako da izazovu željene promene u obliku dijagrama opterećenja isporučioaca (izmene u vremenskoj šemi i amplitudi električne snage), [I.3].

DSM obuhvata sledeće, kritične aspekte energetskog planiranja:

- uticaj DSM na potrošačev način i obim korišćenja električne energije;
- DSM mora da postigne odabrane ciljeve;
- DSM se procenjuje poređenjem sa ne-DSM alternativama (onim sa strane snabdevača/isporučioaca: sa izgradnjom novih proizvodnih kapaciteta, uvozom/kupovinom električne energije ili njenim skladištenjem);
- DSM određuje na koji će način potrošači reagovati (a *NE* na koji *BI* mogli da reaguju);
- ostvareni oblik dijagrama opterećenja određuje vrednost primenjenih DSM mera/programa.

Uprkos svojoj širokoj definiciji, DSM se uglavnom ogleda u primeni četiri glavna tipa komponenti svoje konvencionalne primene. To su:

- 1) energetska efikasna uređaja;
- 2) dodatna oprema, sistemi i kontrole za oblikovanje opterećenja;

- 3) standardni upravljački sistemi za uključivanje/isključivanje i pojačanje/smanjenje snage krajnjih uređaja;
- 4) potencijal za komunikaciju između krajnjih korisnika i spoljne strane.

Ako postoji dinamičan odnos krajnjih korisnika, upravljanja i isporučioaca električne energije, onda imamo sistem dinamičkog upravljanja – kako električnom energijom, tako i sistemom za njenu isporuku, [I.3].

Odziv potrošnje (Demand Response, DR) predstavlja mehanizam upravljanja potrošnjom zavisno od uslova snabdevanja (isporuke), npr. u kritično vreme po isporučioaca i sâm EES ili u zavisnosti od tržišnih/dinamičkih cena/tarifa. Zato DR, kao upravljački koncept, takođe postaje važno pitanje na energetsom tržištu današnjice. Naime, kad potrošač dobije mogućnost da kontroliše svoje opterećenje, operater mreže i prodavac električne energije na malo mogu imati koristi od toga, ali mogu i da izgube deo svog profita. U deregulisanom sistemu, postoji mogućnost nastanka sukoba interesa između operatera mreže i prodavca energije, [I.4]. Naime, snabdevač ima interes da proda što veću količinu energije, a isporučilac tj. operater sistema (prenosnog, TSO, ili distributivnog, DSO, kao neko ko je odgovoran za kvalitet električne energije i njene isporuke i za siguran rad i ispravno stanje EES), teži da u njemu ne dolazi do preopterećenja. Stoga će DR doneti i mogućnosti i izazove za tržište električne energije i mrežu.

Danas je tržište električne energije ušlo u novu eru koju karakterišu fokus na zaštitu životne sredine, uštede energije i orijentisanost ka kupcu. Unutar tog okvira, aktivno učešće i odnos potrošača prema njihovoj potrošnji, predstavlja jedan vredan instrument za postizanje efikasnijeg korišćenja energije, jer će pomoći da se izmeni potrošnja tako, da omogući sledeća unapređenja:

- smanjenje vršnog opterećenja,
- pomeranje potrošnje od vršnih sati u dnevnom dijagramu opterećenja ili u sate kada je proizvodnja iz obnovljivih izvora velika.

Ove mogućnosti će obezbediti značajne prednosti za ceo energetska sistem i ekonomske dobiti za potrošače, kojima će biti ponuđene povoljnosti za njihovo aktivno učešće. U ovoj oblasti, energetske usluge i njihov dalji razvoj takođe predstavljaju jedan od bitnih izazova i jednu veliku priliku za operatere distributivnog sistema (DSO-e).

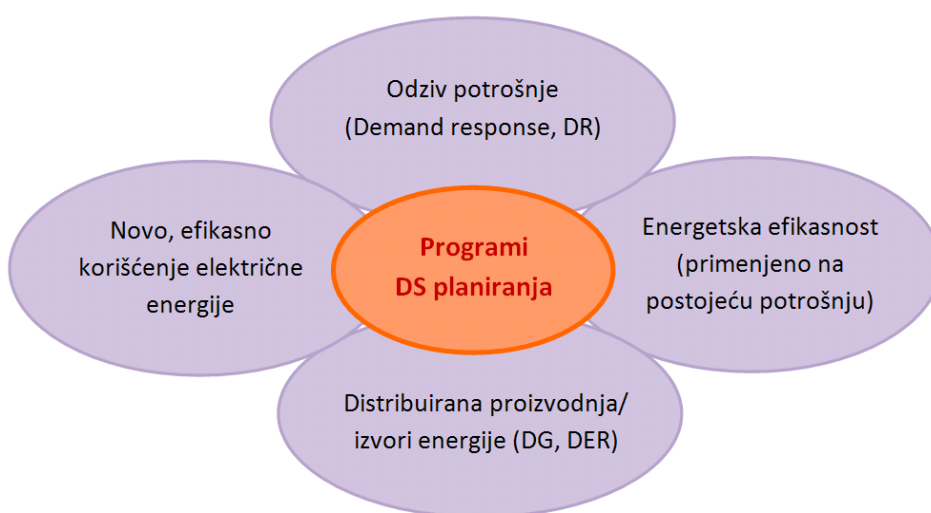
Postoje različite vrste DS alternativa (DSM/DR programa, merâ i uređaja), koje se mogu primenjivati pojedinačno, ili u različitim kombinacijama. Njihove osnovne karakteristike ilustrovane su na slici I.3.

Osnovna četiri tipa DSM programa prikazana su na slici I.4.

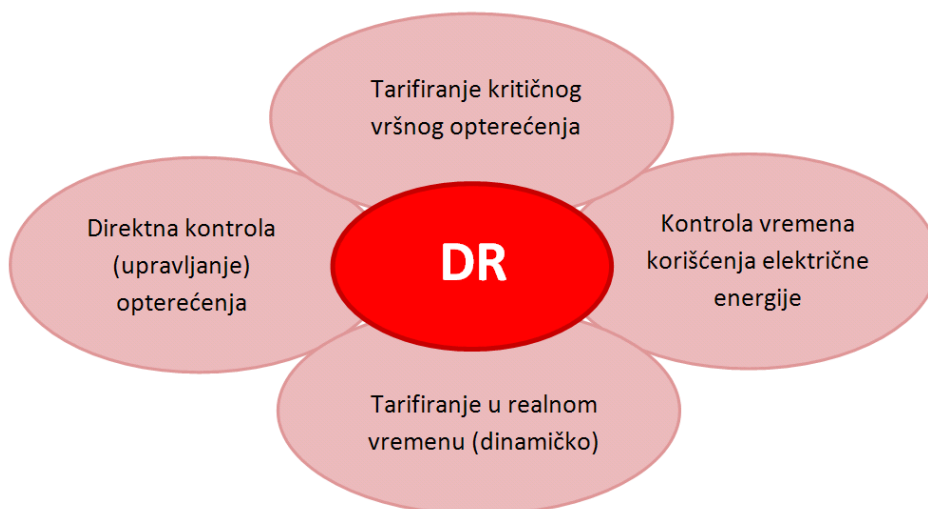
Osnovna četiri vida uticaja na odziv potrošnje (DR) prikazana su na slici I.5.



Slika I.3 Osnovne karakteristike alternativnog programa za upravljanje potrošnjom

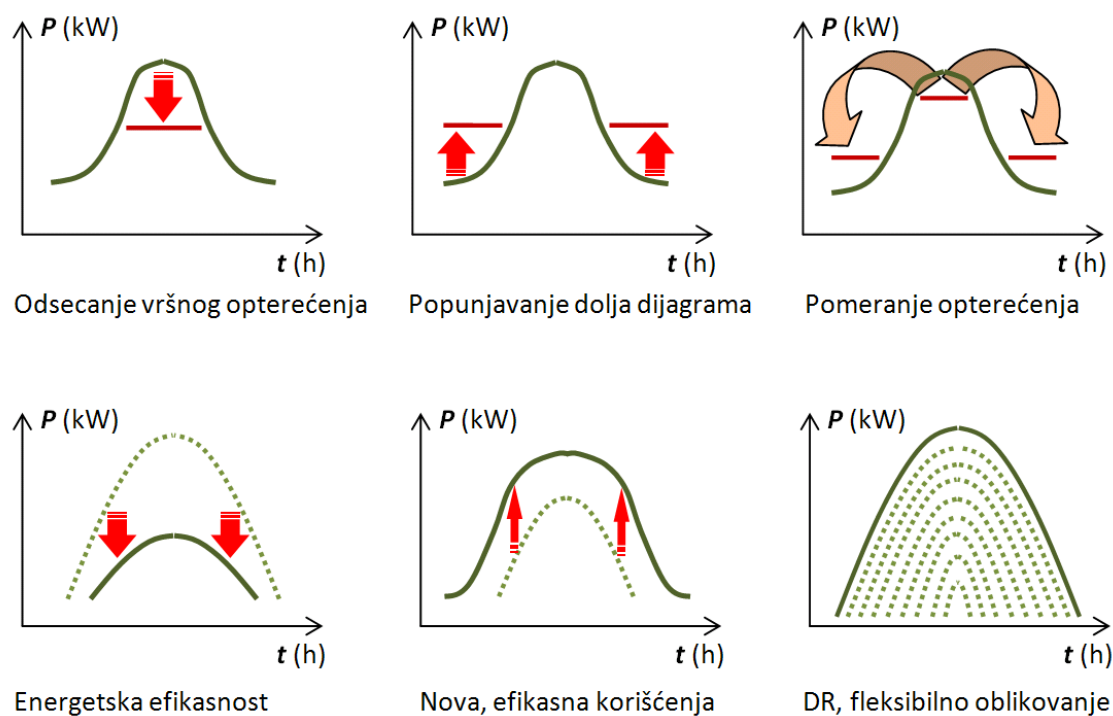


Slika I.4 Osnovne vrste programa za upravljanje potrošnjom



Slika I.5 Osnovni načini uticaja na odziv potrošnje

Osnovnih šest vidova izmena hronološkog, dnevnog dijagrama opterećenja, koji se mogu postići primenom DSM/DR programa, prikazano je na slici I.6.



Slika I.6 Osnovni vidovi promene dijagrama opterećenja

Prva (gornja) tri vida izmene hronološkog dnevnog dijagrama opterećenja ilustruju tradicionalne ciljeve promene oblika dijagrama, pri upravljanju opterećenjem. Druga (donja) tri vida omogućena su u novije vreme, primenom programâ sa slika I.4 i I.5 i predstavljaju: stratešku konzervaciju energije, rast opterećenja usled novog, ali efikasnog, korišćenja električne energije i fleksibilan oblik opterećivanja, respektivno.

Odziv potrošnje (DR), generalno, može biti zasnovan na podsticajima koji se daju potrošačima, ili na cenama (tarifama) koje su vremenski zasnovane. U tabeli I.1 prikazani su tipovi DR programa, razvrstani u te dve osnovne kategorije. Takođe je u toj tabeli naznačeno *kada*, *zašto* i *kako* isporučilac utiče na potrošnju, u te dve vrste slučajeva.

U SAD je Savezna energetska regulatorna komisija (FERC) procenila ukupni potencijal DR, na osnovu tamo postojećih programa, na čak 37.500 MW ili 5% ukupno planiranog letnjeg (kritičnog) vršnog opterećenja EES SAD u 2006.

Za efektivnu i efikasnu primenu DR ključna je uloga tehnologije. Budući rast tržišnih mogućnosti DR zavisi od:

- (a) troškova,
- (b) funkcionalnosti i
- (c) stepena automatizacije procesâ i tehnologijâ koje omogućavaju DR.

Tabela I.1 Vrste DR programa prema njihovoj osnovi i prilike u kojima se oni primenjuju

DR	
DR zasnovan na podsticajima:	Vremenski zasnovani odnosi / cene:
Direktno upravljanje opterećenjem	Tarife prema vremenu korišćenja el. energije
Tarife za prekidnu ili isporuku redukovanom snagom	
Programi licitiranja potrošnje i povratne kupovine	Tarifiranje kritičnog vršnog opterećenja
Programi DR u vanrednim situacijama	
Programi tržišta kapaciteta	Tarifiranje u realnom vremenu (dinamičko)
Programi tržišta pomoćnih usluga	
<i>Kupci smanjuju potrošnju kada to treba isporučiti, ili kad je EES prenapregnut (ekonomski ili razlozi pouzdanosti napajanja)</i>	<i>Zasnovano na tzv. signalima cenâ, upućivanim direktno potrošačima na malo, u realnom vremenu ili unapred</i>

Neophodni su:

- 1) brojala električne energije sa dvosmernom komunikacijom:
 - račun potrošača mora da odslikava stvarnu šemu korišćenja električne energije,
 - potrošač mora da ima stalan pristup podacima o svojoj potrošnji;
- 2) višestruki komunikacioni putevi, bliski korisniku, koji obavestavaju potrošače o:
 - uslovima/tarifiranju u realnom vremenu,
 - mogućim manjkovima u proizvodnji električne energije,
 - havarijskim isključenjima;
- 3) informacioni (energetski) alati, koji omogućavaju:
 - pristup intervalnim podacima o snazi, u realnom vremenu ili blisko njemu,
 - analizu rada pri ograničenju snage, u poređenju sa osnovnim načinom korišćenja,
 - dijagnostiku upravljanja objekta po pitanju mogućeg opterećenja kojim bi se zadovoljilo ograničenje u isporuci električne energije;
- 4) strategije redukcije potrošnje,

optimizovane da odgovore na razne visoke cene ili scenarije havarijskih režima u EES;
- 5) kontroleri opterećenja i sistemi upravljanja energijom u zgradama (EMCS):
 - optimizovani za DR,
 - realizuju automatizaciju strategijâ upravljanja opterećenjem na nivou krajnjih korisnika;

6) generatorska oprema na licu mesta:

- koristi se kao rezervno napajanje u slučaju nužde ili
- da zadovolji osnovne potrebe nekog objekta za električnom energijom.

Napredak u tehnologijama koje se tiču sistema upravljanja, telekomunikacija i metrologije, povećava mogućnosti krajnjih korisnika da nadgledaju i podešavaju svoju potrošnju električne energije, shodno uslovima na energetsom tržištu.

Dodatno, i **distribuirana proizvodnja** (*Distributed Generation*, DG) postaje važan izvor napajanja, kada se oni tradicionalni ispostave kao nedovoljni.

Distribuirani izvori energije (*Distributed Energy Resources*, DER), u širem smislu, obuhvataju:

- DG (iz obnovljivih i neobnovljivih izvora);
- kogeneraciju toplotne i električne energije (*Co-generated Heat & Power*, CHP);
- skladištenje energije (električne i drugih vidova energije);
- kvalitet električne energije (*Power Quality*, PQ);
- čak i DSM i DR tehnologije.

Distribuirani izvori električne energije (DER) mogu biti priključeni na nivou:

- DEES ili
- pojedinačnih objekata (zgrada, industrijskih ili individualnih potrošača).

Ovaj drugi slučaj je važniji za primenu DR programa i mera.

Osnovne svrhe i ciljevi primene DER su:

- 1) obezbediti autonomnost napajanja (za udaljene lokacije),
- 2) smanjiti potrošnju i snagu preuzetu iz DEES/mreže,
- 3) prostorno približiti proizvodnju i potrošnju i, posledično, smanjiti gubitke u prenosu i distribuciji električne energije,
- 4) smanjiti vršno opterećenje ("ispeglati" dijagram opterećenja),
- 5) garantovati kvalitet električne energije, pouzdanost i sigurnost napajanja,
- 6) smanjiti investicione troškove za prenosne/distributivne kapacitete.

Područje uslugâ, koje takođe ubrzano raste, vezano je za automatsko očitavanje brojila (AMR) i napredne tehnologije i infrastrukture merenja (AMI). Potrošači u svetu sve češće investiraju u sofisticirane energetske informacione sisteme (EIS) i EMCS, posebno u Internet-bazirano upravljanje svojim objektima. Na tržištu već postoje odgovarajući hardveri i softveri za EMCS zgradâ. Ukoliko bi isporučio i korisnici električne energije imali zajedničku arhitekturu za DR aktivnosti, to bi snizilo troškove primene ovakvih programa. Integrisana arhitektura zahteva primenu zajedničkih protokola, koji se koriste u današnjoj Internet tehnologiji.

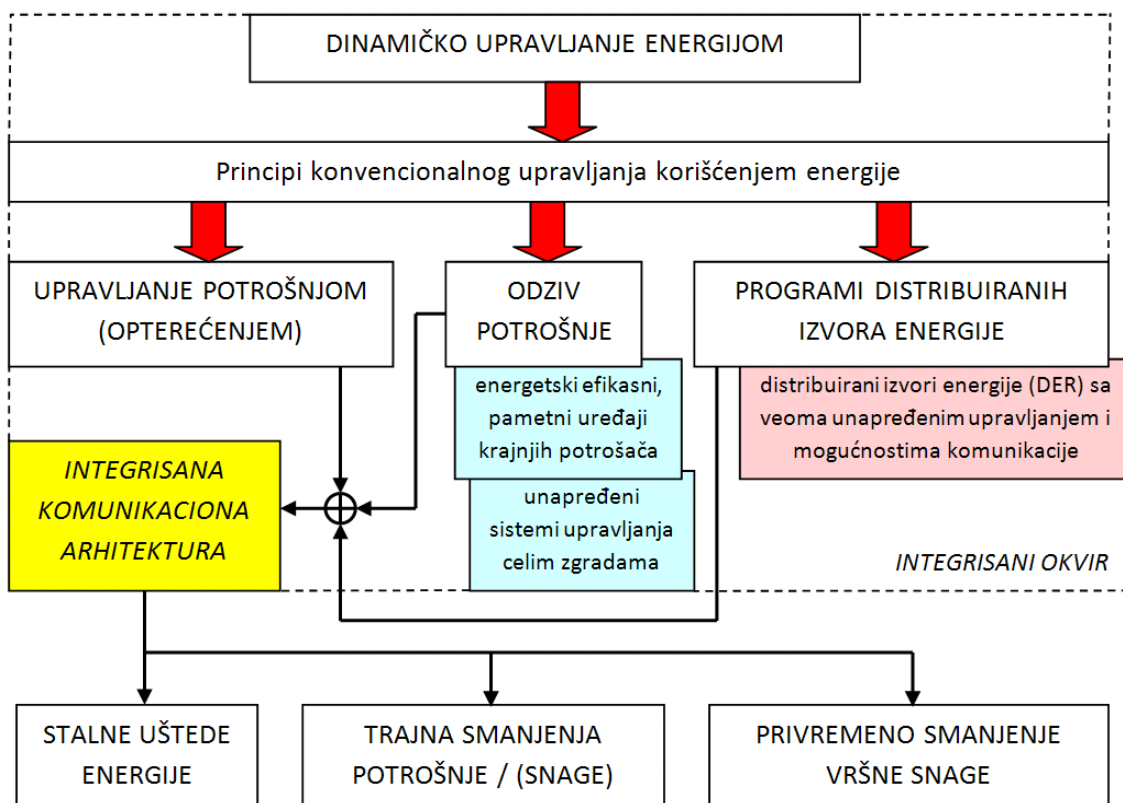
Trenutna ograničenja u primeni DR tehnologija odnose se na:

- (1) pitanja veličine sistema,
- (2) pitanja interoperabilnosti sa drugim, sličnim sistemima,
- (3) parcijalnu primenu pojedinačnih komponenti DR, bez integracije,
- (4) primenu individualnih DR programâ, umesto nuđenja različitih opcija za upravljanje,
- (5) čestu nepovezanost DR programâ sa programima energetske efikasnosti.

Prepreke za primenu DR tehnologija mogu biti:

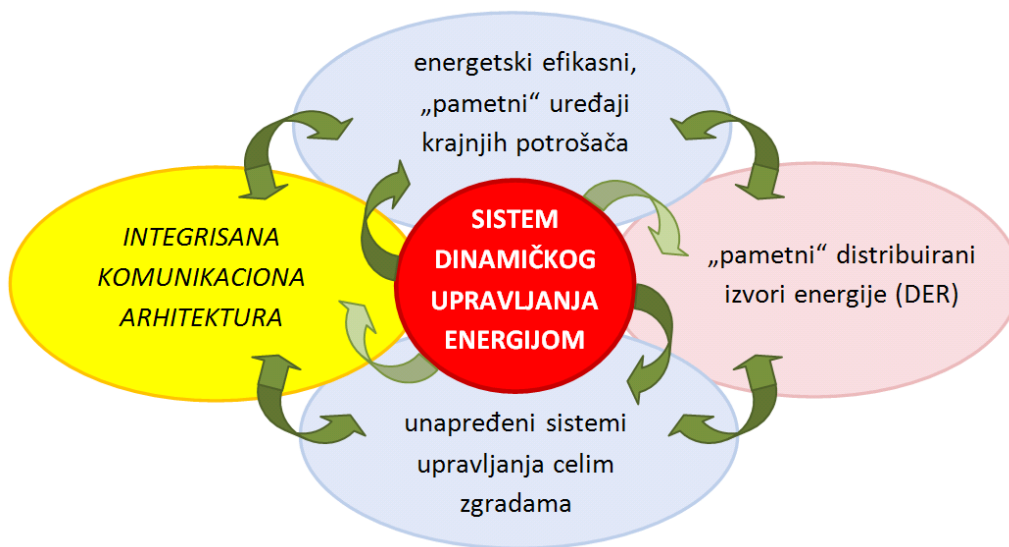
- (a) tehnološke,
- (b) regulatorne i
- (c) ekonomske.

Kako bi se prevladala navedena ograničenja i prepreke, primenjuju se različiti pristupi i koncepti. Jedan od njih je **koncept tzv. dinamičkog energetskeg sistema**, opisan u [I.3]. On se primenjuje radi efektivnog i efikasnog korišćenja kapaciteta kojima raspolažu potrošači. Obezbeđuje infrastrukturu za korišćenje „pametne“ mreže, kako bi omogućio odziv potrošnje pomoću dinamičkih sistema upravljanja energijom. **Dinamičko upravljanje energijom (DEM)** je jedan novi pristup upravljanja opterećenjem na strani potrošača, i sastoji se od komponenti prikazanih na slici I.7.



Slika I.7 Koncept dinamičkog upravljanja energijom

Dobija se upravljačka infrastruktura koja je: dinamička, potpuno integrisana, visoko energetska efikasna (v. efekte prikazane na slici I.7), automatizovana i sposobna za učenje! Elementi strukture su sposobni da funkcionišu unisono, kako bi optimizovali rad integrisanog sistema, na osnovu: zahteva potrošača, ograničenja isporučioaca, dostupnih podsticajnih mera, vremenskih prilika, zauzeća zgrada i dr, [I.3]. Struktura sistema DEM prikazana je na slici I.8.



Slika I.8 Komponente sistema dinamičkog upravljanja energijom i njihova povezanost

U Tabeli I.2 je dato poređenje niza pokazatelja postojeće prakse u savremenim elektroenergetskim mrežama, sa potencijalima mreže u kojoj se primenjuje dinamičko upravljanje energijom, [I.3].

Tabela I.2 Karakteristike i mogućnosti savremenih elektroenergetskih mreža

Postojeća praksa u savremenim elektroenergetskim mrežama	Dodatni potencijal u mreži sa dinamičkim upravljanjem energijom
Osnovna dvosmerna komunikacija	Integrisana komunikaciona arhitektura
Lokalni standardni sistemi upravljanja	Unapređeni sistemi upravljanja celim zgradama
Ograničena primena klasičnih distribuiranih izvora energije	"Pametni" distribuirani izvori energije
Energetski efikasni uređaji krajnjih korisnika	"Pametni" energetska efikasni uređaji krajnjih korisnika

Četiri komponente navedene u desnoj koloni Tabele I.2 predstavljaju gradivne blokove koncepta dinamičkog upravljanja energijom iz [I.3]. Tako, npr, integrisana komunikaciona arhitektura omogućava automatsko upravljanje „pametnim“ energetski efikasnim uređajima krajnjeg korisnika, kao i „pametnim“ DER, što predstavlja odgovor na različite upravljačke signale (kao što su dinamičko tarifiranje ili zahtevi isporučioaca za hitnim smanjenjem opterećenja, zatim vremenske prognoze za dan unapred), ali i na signale iz sistema upravljanja samom zgradom u kojoj su krajnji korisnici. Tako nešto, pak, četiri komponente iz leve kolone Tabele I.2, nisu u stanju da obezbede.

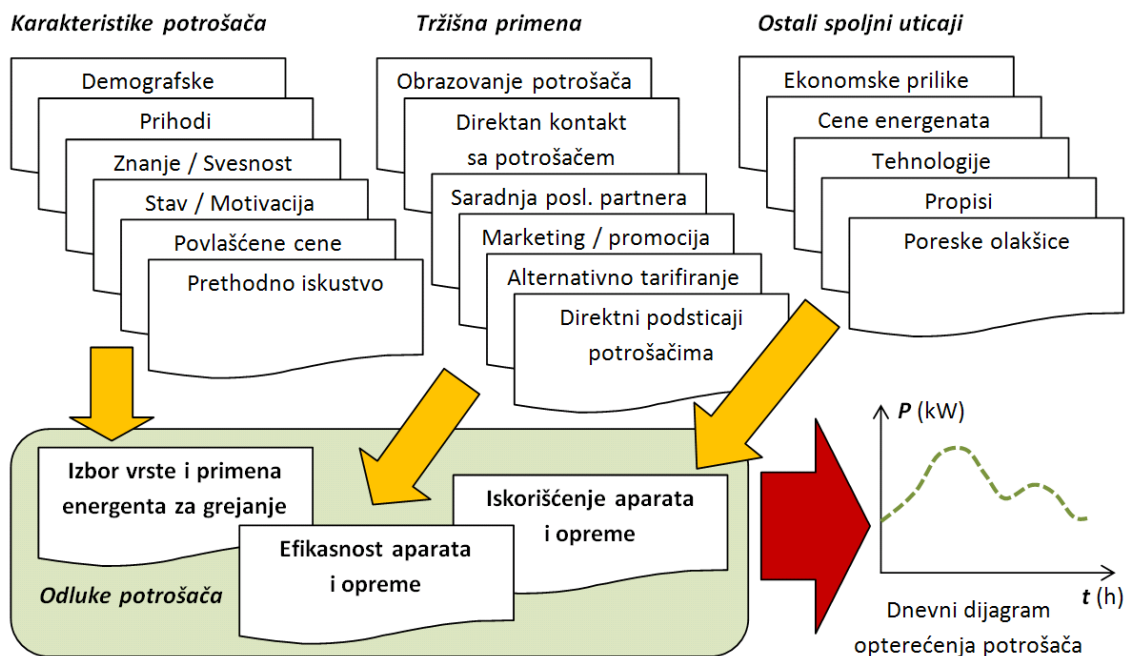
U Tabeli I.3 dat je pregled programa, akcija i strategija u koncepciji sistema dinamičkog upravljanja korišćenja energije, kao i rezultati koji se postižu njihovim sprovođenjem.

Tabela I.3 Elementi postojeće prakse u fazi primene sistema upravljanja korišćenja energije /izvor: [I.3]/

	Program	Akcija / Strategija	Rezultat
Upravljanje potrošnjom u širem smislu	Programi upravljanja potrošnjom	Energetske provere / uvidi u karakteristike korišćenja energije u prošlosti	Identifikacija problematičnih područja
		Poboljšanja rada i održavanja postojećih uređaja krajnjih korisnika i procesa	Smanjenje korišćenja energije, potrošnje i materijala
		Zamena ili revitalizacija postojećih uređaja / procesa	Smanjenje korišćenja energije, potrošnje, materijala i povećanje produktivnosti
		Strategije oblikovanja opterećenja (npr. skladištenje toplotne energije)	Pomeranje opterećenja u periode mimo vršnog opter.
		Instaliranje komandi za uključanje / isključenje ili povećanje / smanjenje rada krajnjih uređaja	Smanjenje korišćenja energije ili potrošnje
	DR	Strategije odziva potrošnje	Privremeno smanjenje vršnog opterećenja
DER/ RES	Korišćenje distribuiranih izvora energije	Zamena ili smanjenje zavisnosti od elektroenergetske mreže	

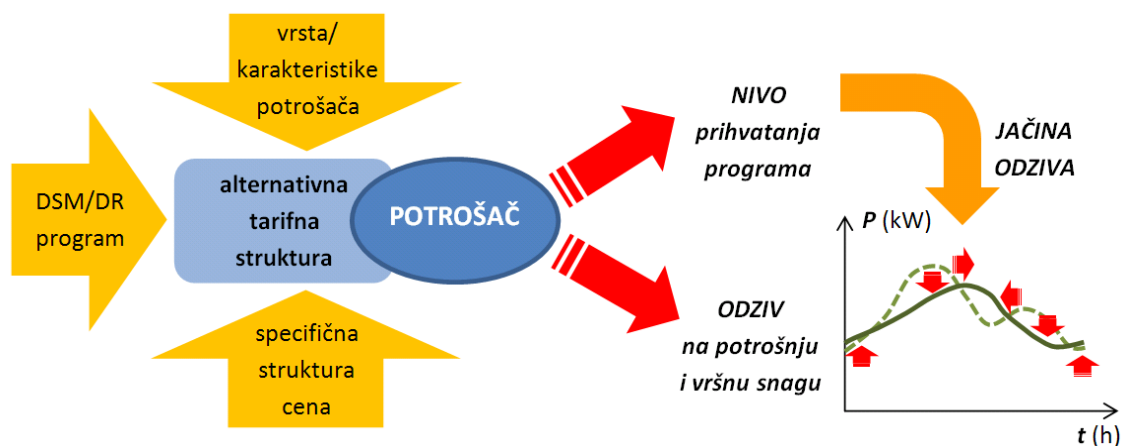
I.1 Tržišna primena DSM i DR programa

Delovanje različitih vrsta faktora, u tržišnim uslovima, na formiranje tipičnog, hronološkog dnevnog dijagrama opterećenja jednog, karakterističnog potrošača u određenoj kategoriji potrošnje, ilustrovano je na slici I.9. Iz nje je jasno da, iz ugla isporučioaca/snabdevača, najveći uticaj na potrošača – u cilju izmene njegovog načina i vremena korišćenja električne energije – može da se izvrši upravo delovanjem na grupaciju faktora vezanih za tržišnu primenu programa DSM i DR.



Slika I.9 Mehanizam delovanja različitih uticaja na formiranje dijagrama opterećenja potrošača

Mehanizam izmene oblika dijagrama opterećenja potrošača, sa naznačenim faktorima od najvećeg uticaja, ilustrovan je na slici I.10. Na toj slici je, kao rezultat, prikazan opšti slučaj promene dijagrama opterećenja, kao kombinacija više osnovnih vidova promene, ilustrovanih na slici I.6.



Slika I.10 Delovanje DS-programa i drugih faktora na promenu dijagrama opterećenja potrošača

Od suštinske važnosti za njihovu efikasnost je povezivanje DSM/DR programa sa programima energetske efikasnosti (EE). Isporučioc/snabdevači primenjuju različite metode i sredstva pri tržišnoj primeni ovih programa. Većina njih navedena je u tabeli I.4.

Tabela I.4 Primeri metoda tržišne implementacije DSM, DR i EE programa
/izvor: [I.3]/

Primeri metoda tržišne primene programa		
Metod tržišne primene	Ilustrativni cilj	Primeri
Obrazovanje potrošača	<ul style="list-style-type: none"> • Povećati svesnost potrošača o programu • Povećanje uočljive vrednosti energetske usluga 	<ul style="list-style-type: none"> • Umeci u račune (propagadni leci) • Brošure • Informativni paketi • Displeji • Ustanove za raščiscavanje bankovnih računa • Direktno slanje mejlova (pošte)
Direktan kontakt sa potrošačem	<ul style="list-style-type: none"> • Kroz komunikaciju „licem u lice“, ohrabrivati veće prihvatanje i snažniji odgovor potrošača na programe 	<ul style="list-style-type: none"> • Energetske provere (uvidi) • Direktno instaliranje opreme • Izlozi • Radionice / energetske klinike • Izložbe / prikazi • Inspekcijske usluge
Saradnja sa poslovnim partnerima (arhitekti, inženjeri raznih struka, dileri aparata, podizvođači za grejanje i klimatizaciju)	<ul style="list-style-type: none"> • Povećati kapacitet reklamiranja i primene programa • Obezbediti podršku i tehničke savete potrošačima, za prihvatanje energetske efikasne tehnologije 	<ul style="list-style-type: none"> • Korporativno reklamiranje i marketing • Treniranje (obuka) • Sertifikacija • Prodaja odabranih proizvoda / usluga
Reklamiranje i promocija	<ul style="list-style-type: none"> • Povećati javnu svest o postojanju programa • Uticati na odziv potrošača 	<ul style="list-style-type: none"> • Masovni mediji (radio, TV, Internet i novine) • Reklamiranje na mestu nabavke
Alternativno tarifiranje	<ul style="list-style-type: none"> • Obezbediti potrošače sa signalima cena koji odražavaju stvarne ekonomske troškove i ohrabrivati željeni odziv tržišta 	<ul style="list-style-type: none"> • Cene prema potražnji • Cene na osnovu vremena korišćenja el. en. • Cene za periode manjih opterećenja • Sezonske cene • Inverzne cene • Cene za promenljive nivoe usluga • Promotivne cene • Konzervacione cene
Direktni podsticaji	<ul style="list-style-type: none"> • Redukovati nabavnu cenu unapred i rizike po potrošače od energetske efikasne tehnologije • Povećati kratkoročni upliv tržišta • Obezbediti podsticaje za zaposlene da promovišu energetske programe 	<ul style="list-style-type: none"> • Beskamatni ili krediti sa niskom kamatom • Gotovinske donacije • Subvencionisanje instaliranja nove ili modifikovanja postojeće opreme • Rabati • Programi otkupa (naknadne kupovine) • Nagrade zaposlenima za uspešan marketing programa energetske efikasnosti

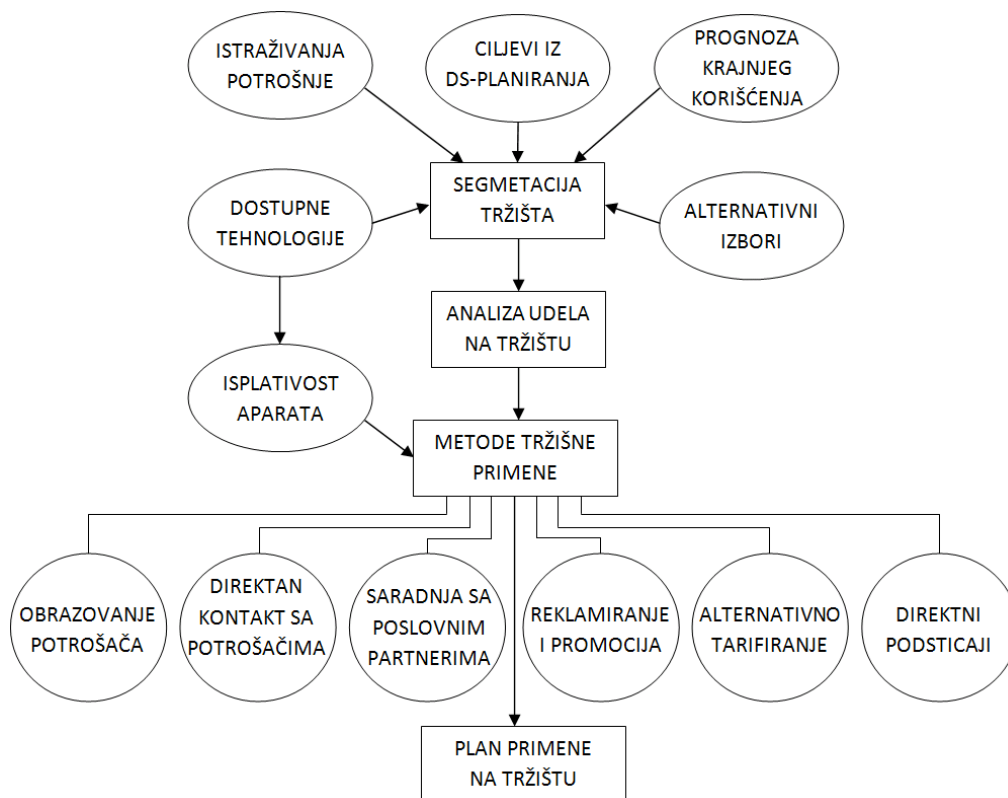
Okvir tržišnog planiranja ovih programa i metoda ilustrovan je na slici I.11.

Na ovome mestu ćemo navesti nekoliko najvažnijih činjenica o poslednje dve metode iz tabele I.4.

Alternativno tarifiranje je faktor tržišnog uticaja, sa tri **funkcije**:

- 1) proizvođačima i kupcima električne energije se prosleđuju informacije o troškovima tj. vrednosti proizvodâ i uslugâ koje se obezbeđuju;
- 2) obezbeđuju se podsticajne mere za najefikasnije proizvodne metode ili načine potrošnje;
- 3) određuje se ko može koliko količinu proizvodâ da priušti sebi.

Ove tri funkcije alternativnog tarifiranja su međusobno veoma povezane.



Slika I.11 Okvir tržišnog planiranja /izvor: slika 10-2. iz [I.3]/

Nedostaci šeme alternativnog tarifiranja su sledeći:

- (1) veliki troškovi merenja (tj. uvođenja AMI, AMR, AMM), da bi se mogle primenjivati cene prema vremenu (dobu) korišćenja električne energije ili cene prema realno angažovanoj snazi (koja stoga treba da bude merena periodično, sa visokom vremenskom rezolucijom);
- (2) ovakve tarife potrošaču često ne umanjuju troškove nabavke električne energije (kako to mogu da učine rabati);
- (3) da bi se osmislile i primenile tarife koje promovišu DSM/DR opcije, potrebne su detaljnije informacije u vezi troškova usluga i oblika opterećenja;
- (4) može biti neophodna obuka potrošača o strukturama cena i odgovarajućoj terminologiji koja se koristi.

Direktni podsticaji se koriste da bi se povećao kratkoročni tržišni upliv troškovno upravljanih opcijâ potrošača, smanjivanjem troškova za nabavku opreme ili skraćivanjem perioda povraćaja uloženi sredstava (tj. povećanjem stope povraćaja kapitalnih troškova), kako bi se investicija učinila atraktivnijom.

Podsticaji takođe smanjuju otpor potrošača prema opcijama bez prethodnog, istorijskog iskustva/primene, ili prema opcijama koje podrazumevaju velike promene u zgradama ili životnom stilu potrošača.

Vrste direktnih podsticaja su:

- 1) novčane povoljnosti,
- 2) rabati,
- 3) programi otkupa (naknadne kupovine),
- 4) kreditiranje obračuna,
- 5) beskamtni zajmovi i krediti sa niskom kamatom,
- 6) besplatno ili povlašćeno instaliranje i održavanje opreme za DSM/DR.

Novčane povoljnosti predstavljaju jednokratne sume za potrošače koji prihvate jednu ili više opcija upravljanja svojom potrošnjom. Iznosi mogu da zavise od nivoa smanjenja potrošnje ili angažovane snage, ili od povećanja energetske efikasnosti, ili od nivoa određenog DR.

Rabati, slično novčanim povoljnostima, predstavljaju naknadu potrošaču za instaliranje neke DSM/DR opcije – nove opreme ili zamene postojećeg uređaja. Nivo rabata zavisi od relativnih koristi od odabrane opcije, za isporučioca električne energije, odnosno za onoga ko opciju primenjuje (DSO). Rabati se najčešće primenjuju za termičko izolovanje zgradâ, korišćenje opreme i uređaja za povećanje energetske efikasnosti.

Programi otkupa (naknadne kupovine) podrazumevaju da isporučilac ili onaj ko primenjuje DSM/DR otkupljuje naknadno jedan deo potrošačeve investicije, na sledeći način: on, uopšteno, procenjuje očekivanu, prosečnu promenu korišćenja električne energije (ili vršne snage), u prvoj godini primene neke DSM/DR opcije, kroz testiranje ili analizu. Potom određuje njenu vrednost, na osnovu razlikâ srednjih i marginalnih troškova ili na osnovu drugih troškovnih kriterijuma. Taj iznos se onda plaća (uglavnom podizvođaču potrošačevih instalacija), kao dodatna cena nabavke opreme. Ovakav način podsticaja najčešće se primenjuje za izvođenje izolacionih omotača zgradâ.

Kreditiranje obračuna predstavljaju krediti primenjeni na potrošačev račun za utrošenu električnu energiju, u zamenu za instaliranje neke DSM/DR opcije. Najčešće je reč o upravljanju potrošnjom ili opterećenjem, a iznos im je srazmeran veličini opterećenja koje se stavlja pod upravljanje.

Beskamtni zajmovi i krediti sa niskom kamatom, ispod kamatnih stopâ sa bankarskog tržišta, koriste se za nabavku i instaliranje specifičnih, visokoefikasnih DSM/DR opcijâ. Najčešće je reč o rešenjima sa visokim inicijalnim, investicionim troškovima (izolovanje zgrada, efikasna oprema i uređaji i kategorija toplotnog skladištenja: toplotne pumpe, centralni keramički grejači i sl.)

Besplatno ili povlašćeno instaliranje i održavanje opreme za DSM/DR predstavlja aranžman koji snabdevača/isporučioca može da košta čak i više od iznosa direktne koristi od uštedâ energije ili smanjenja vršne snage. Ipak, takav podsticaj potrošaču može da proširi krug potencijalnih učesnika u programu i da omogući prikupljanje važnih, empirijskih podataka o radu sistema, relevantnih za DSM/DR.

Navedene vrste direktnih podsticaja često se koriste kombinovano, radi ostvarivanja većih efekata i ohrabrivanja učešća potrošača u DSM/DR projektima.

I.2 Način odabira konkretnog programa (metode)

Najpre je važno naglasiti da primena bilo kog DSM/DR programa ili metode mora biti procenjena, poređena i vrednovana prema alternativnim, klasičnim opcijama i rešenjima na strani isporučioaca električne energije (DSO). Dakle, osnovna dilema koja se postavlja pred planera mreže je na kojoj strani treba reagovati. Mogućnosti i ono što se njima postiže pregledno su dati u Tabeli I.5.

Tabela I.5 Alternativna rešenja problema nedovoljnih kapaciteta, na strani snabdevanja i potrošnje

Nedovoljan kapacitet za planiranu vršnu snagu, P_{max}	
<i>Alternative na strani snabdevanja:</i>	<i>Alternative na strani potrošnje:</i>
Gradnja novog, vršnog kapaciteta	DR program
Kupovina nedostajuće energije / snage	Direktna kontrola opterećenja
Tolerisanje snižene margine rezerve u snazi	Primena tarifa za prekidno napajanje
<i>Rezultat:</i>	Skladištenje energije i sl.
<i>Zadovoljavanje P_{max}</i>	<i>Smanjivanje P_{max}</i>

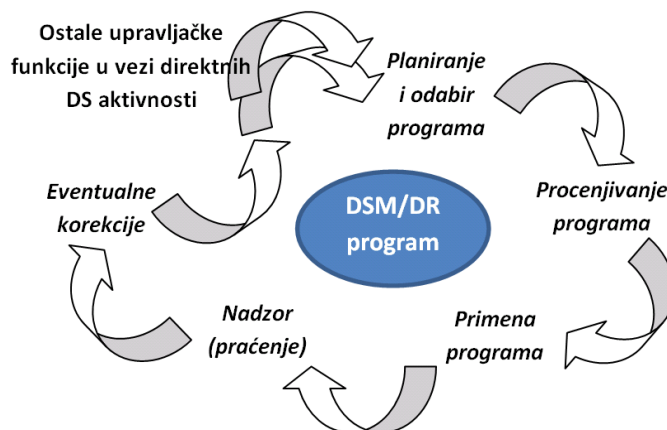
Odgovor na pitanje na kojoj strani tražiti rešenje i pomoću koje metode (programa), nalazi se u vrednostima BCR faktorâ raspoloživog opsega i jednih i drugih alternativa.

BCR faktor predstavlja odnos (*Rate*) kvantifikovanih koristi (*Benefits*) i troškova (*Costs*) vezanih za konkretno planersko rešenje. Da bi se proračunali troškovi i dobit, potrebni su kvantitativni podaci o uticaju neke alternative na vršno opterećenje, oblik dijagrama opterećenja, ukupnu prodaju energije, očekivano učešće u programu, troškove primene, sveukupno tržište i podatke o proizvodnom sistemu (npr. troškove postojećih proizvodnih jedinica).

Najveći potencijal uticaja na oblikovanje (dijagrama) opterećenja imaju zagrevanje i hlađenje prostorijâ i grejanje vode. Manji uticaj imaju: osvetljenje, frižideri i zamrzivači, kuvanje, pranje veša i sudova, bazeni i razni drugi vidovi korišćenja električne energije.

U slučaju opredeljivanja za neki DSM/DR program, metodu ili meru, odabir, planiranje, implementacija i monitoring odvijaju se na način ugrubo skiciran na slici I.12. Taj proces poseduje izvesne odlike Demingovog PDCA (*Plan-Do-Check-Act*) ciklusa, jer rezultat praćenja realizacije programa mogu da budu određene korekcije, čiji je cilj da poboljšaju efekte primene programa. Iz istog razloga – a naročito ukoliko ne postoje neka prethodna iskustva u primeni programa – poželjno je najpre osmisliti i primeniti pilot-projekte, na ograničenom, tipičnom konzumnom području. U tom slučaju je lakše

sprovesti korekcije u DSM/DR programu, pa tek onda planirati njegovu primenu na širem ili celokupnom području DSO, [I.3].



Slika I.12 Šema procesa planiranja, implementacije i monitoringa DSM/DR programa

Kritičan korak u procesu sa slike I.12 svakako predstavlja procenjivanje vrednosti programa. Mora se voditi računa o svim faktorima koji mogu uticati na njegovu efektivnost i efikasnost. Od ove potonje direktno zavise dobiti od primene programa, a time i vrednost BCR faktora. Faktori uticaja na kupca i na vrednovanje alternativnih rešenja i izbor programa, prikazani su na slici I.13.



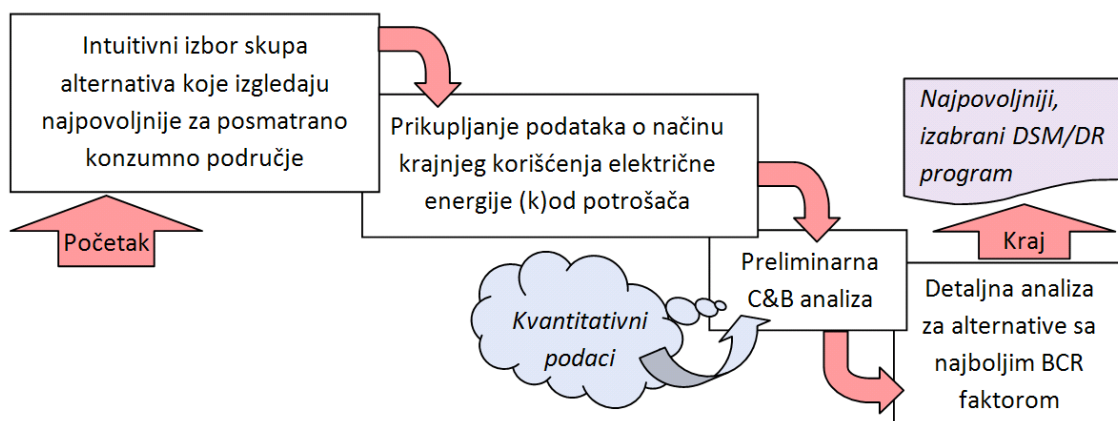
Slika I.13 Mehanizam delovanja uticajnih faktora na potrošačev stav i delotvornost programa

Algoritam samog odabira najpovoljnijeg DSM/DR programa ilustrovan je na slici I.14.

Izbor i primenu DSM/DR, međutim, prati čitav *niz problema i otvorenih pitanja*. Najvažniji među njima su sledeći:

- (1) rezultati postignuti na jednom konzumnom području ne mogu se jednostavno preslikati na neko drugo konzumno područje i prema tome vršiti izbor i širenje konkretnog programa;

- (2) promena dijagrama opterećenja isporučioaca predstavlja superpoziciju rezultata DSM/DR programâ i drugih faktorâ koji utiču na opterećenje. Stoga je problem u analizama razlučiti stvarni uticaj DSM/DR;
- (3) promena ponašanja i dijagrama opterećenja potrošača može biti privremenog karaktera, naročito ukoliko on nije imao nikakve troškove pri uvođenju DSM/DR tehnologije;
- (4) uticaj DSM/DR alternativa na oblik dijagrama opterećenja može se menjati tokom vremena, do planskog horizonta, razmatranog pri analizama efikasnosti programa.



Slika I.14 Postupak izbora optimalnog DSM/DR programa

Ovi problemi, ukoliko se ne uzmu u obzir, mogu dovesti do pogrešnih zaključaka i odluka. Tada će stvarni efekti primene DSM/DR programa biti drastično manji u odnosu na željene i procenjene.

I.3 Procena kapaciteta i mogućih efekata DSM/DR

Iskustva sa procenjivanjem i modelovanjem programa vezanih za upravljanje opterećenjem (DSM) i odziv potrošnje (DR), kao i efekti njihove primene, značajno se razlikuju od slučaja do slučaja. Neki uopšteni zaključci su čak i suprotni jedni drugima. Odgovarajuća istraživanja su sprovedena kako za rezidencijalni [I.5]÷[I.10] tako i za komercijalni sektor, npr. [I.11], [I.12]. Kritički analizirajući metode i tehnike “odozdole nagore” i “odozgo nadole”, u [I.5] su identifikovana tri glavna problema u vezi sa nedostatkom podataka: jedan koji se odnosi na ulazne podatke i učinjene pretpostavke, drugi na relativnu važnost varijacija ulaznih parametara za predviđanje izlaza potrošnje, i – konačno – nesigurnosti u vezi sa korišćenjem energije i reakcijama potrošača na mere skladištenja energije. Hibridni energetsko-ekonomski modeli razvijeni su sa ciljem kombinovanja dobrih strana tradicionalnih pristupa “odozdole nagore” i “odozgo nadole”, simulirajući ponašanje potrošača i firmi na tehnološkom nivou. Primena istraživanja i modelovanja diskretnog izbora na empirijske procene ključnih parametara ponašanja,

ispitana je u [I.13], predstavljajući tehnološki izbor u hibridnim modelima energetske ekonomije. Empirijski izvedene procene parametara nesigurnosti mogu da budu proširene kroz ceo model, kako bi obezbedile procenu nesigurnosti njegovih glavnih izlaza, [I.13]. Tokom našeg istraživanja, pak, takođe su ispitane mogućnosti kako pristupa “odozdole nagore”, tako i “odozgo nadole”, i zaključeno je da ovaj potonji poseduje stanovite prednosti.

Široki ekonomski uticaji DSM programa zavise od tri ključna faktora, [I.6]:

- od odnosa jediničnih ušteda na troškovima električne energije i njene cene (CPR);
- strategije primene konkretne DSM opcije i
- njenog širenja ili obuhvata.

Korisni uticaj će rasti sve do optimalne veličine ili širenja programa, ali će potom početi da opada, u slučaju daljeg proširenja. Korišćenje savremenih tehničkih uređaja, kao što je kontinualni displej, [I.7], radi praćenja korišćenja električne energije, može da doprinese uštedi energije i, uopšte, korisnom uticaju. Jedan ekonometrijski model, [I.8], indicira da su domaćinstva pomerila korišćenje električne energije iz vršnih u periode manjih opterećenja, zavisno od platežnih podsticaja, ali da su njihovi efekti na pomeranje opterećenja bili skromni.

Razvrstavanje ukupne potrošnje električne energije na komponente koje se mogu pridružiti određenom načinu njenoga krajnjega korišćenja, analizirano je u [I.9]. Ono obezbeđuje korisne informacije i podržava simulaciju uticaja politikâ namenjenih za ohrabrivanje domaćinstava da koriste manje energije ili da pomere vreme njenog korišćenja. U [I.10] je procenjen model jednog gotovo idealnog sistema potrošnje, za vršnu i van-vršnu potrošnju električne energije, korišćenjem panel-podataka, pokrivajući nekoliko godina i gradova. Rezidencijalno tržište električne energije je procenjeno kao veoma osetljivo na promene cena. Tako razvojem deregulacije elektroenergetskog sistema i tehnologijâ “pametnog” merenja, DR zasnovan na cenama postaje takođe jedno alternativno rešenje za unapređenje pouzdanosti i efikasnosti rada elektroenergetskog sistema, prilagođavanjem profila opterećenja, [I.11]. Postoji očevidan uticaj komercijalnih objekata sa potrošnjom osetljivom na cene na tržištu električne energije, i taj uticaj se razlikuje u zavisnosti od različitog obima učešća DR na različitim nivoima tržišne utakmice.

Kritično pitanje energetske efikasnosti je sledeće: koliko košta štednja energije putem programâ koji koriste monetarne pogodnosti i ciljane informacije, kako bi uticali na odluke pojedinačnog potrošača? Lit. [I.12] predstavlja detaljno istraživanje ukupnih troškova i izmerene uštede energije, kroz najveće DSM programe komercijalnog sektora, koje su sprovele elektroenergetske kompanije u SAD. Uticaj nedostajućih i nekompletnih podataka takođe je kvantifikovan. Ovi programi, u celini, ocenjeni su kao troškovno efektivni. Nasuprot tome, ocene predstavljene u [I.14] impliciraju da je DSM imao osetno manji efekat na prodaju električne energije na malo, nego što su to govorile procene koje

su predstavile same elektroenergetske kompanije, za isti taj period razmatranja. Analizirajući projektovanje, podsticanje i efektivnost DSM programa u SAD, u [I.15] je zaključeno da je ova ambiciozna, gotovo jednoglasno prihvaćena inicijativa, doživela neuspeh. Regulativni podsticaji navode kompanije da izabiru neefikasne programe, a bilo je i prevara od strane potrošača. Stoga izveštena ušteda energije uglavnom postoji samo na papiru, ali ne i u stvarnosti, pa [I.15] preporučuje i naknadna vrednovanja, kao takođe veoma bitna.

Smatramo, međutim, da ključna važnost leži u valjanoj početnoj proceni kapaciteta nekog konzumnog područja za DSM/DR. Stoga smo, tokom sprovedenih istraživanja, posebnu pažnju posvetili iznalaženju najpogodnije i najkorisnije metodologije, koja bi dovela do tog cilja. Neke od ispitanih metoda su uključivale agregaciju i procenjivanje slično "Btu aggregates" iz [I.16], koje je razvijeno zajedničkim sabiranjem različitih energetskih izvora, zasnovanom na vrednostima njihovih grejnih potencijala.

Lit. [I.17] predstavlja jednu metodu za procenu koliko jedna elektroenergetska kompanija može da priušti da plati za alternative investicijama u velike prenosne i distributivne (T&D) kapacitete sistema, kada je promena u kapacitetu sistema, koja potiče od distribuiranih izvora, konstantna iz godine u godinu i kada nema nesigurnosti. Kroz jednu seriju simulacija, u [I.18] je istraženo kako instrumenti alternativne politike – i ekonomski podsticaji i konvencionalnija, direktna regulacija – mogu da ubrzaju difuziju tehnologija za skladištenje energije, čije bi šire prihvatanje moglo da značajno smanji potrošnju energije. Ova tema je postala sve važnija u mrežama sa snažnim uplivom distribuirane, visoko fluktuirajuće (tj. intermitentne, varijabilne, skr. V-) proizvodnje iz obnovljivih izvora energije (RES). U takvim mrežama uvećava se problem balansiranja između snabdevanja i potrošnje električne energije. Stoga se u [I.19] diskutuje o neophodnosti integracije skladištenja energije u proces snabdevanja sa povećanim udelom obnovljive energije. Kao jedno moćno sredstvo za to, DSM je detaljno razmotren i njegov potencijal procenjen u [I.19], na primeru studije slučaja Nemačke. Takođe su razmotrena tehnička rešenja za integraciju potrošnje i njenih mogućnosti.

Na sreću, kao što je na početku već napomenuto, u savremenim elektroenergetskim sistemima sve važnija tema su i automatizacija srednjenaponske, pa čak i niskonaponske mreže, njihova integracija sa telekomunikacionim sistemima i naprednim IT tehnologijama. Tokom poslednjih godina, pojavili su se novi koncepti automatizacije i upravljanja elektroenergetskom mrežom, kao i brojni koncepti automatizovanog, daljinskog očitavanja brojila (AMR) i upravljanja potrošnjom. Neki od njih su prikazani detaljnije u narednom poglavlju. Oni su zasnovani na primeni modernih uređaja, informacionih tehnologija i arhitekture, kao i savremenih telekomunikacionih rešenja. Oni omogućavaju lakše i aktivnije integrisanje potrošnje, kako bi ona doprinela optimizaciji rada mreže.

Da bi se DSM/DR programi uspešno primenili, prvi, neophodan zadatak je iznaći praktične metode za procenu kapaciteta upravljivog opterećenja. Tokom istraživanja koje smo sproveli, razvili smo i primenili nekoliko metoda za procenu kapaciteta DSM/DR i njegove mogućnosti da odigra ulogu skladištenja električne energije u jednom elektrodistributivnom sistemu. Sve te metode koriste raspoložive podatke, ali pouzdanost, konzistentnost i međusobna kompatibilnost nekih podataka ispostavile su se kao problematične. Na primer, upravo to je bio razlog zbog koga se pristup zasnovan na transpoziciji merenih podataka sa kompanijine SCADA, sa srednjenaponskog (MV) nivoa na niskonaponski (LV), nametnuo kao superioran u odnosu na pristup “odozdole naviše”, uzorkovanje i agregaciju tako prikupljenih podataka.

Između ostalog, ova disertacija predlaže i najdetaljnije obrazlaže upravo onaj metod za procenu kapaciteta za DSM/DR, koji je – u našim uslovima – dao najbolje rezultate. Oni su ilustrovani ovde pomoću primera celokupnog konzumnog područja “Elektrodistribucije Beograd” (EDB). Najpre je procenjen širi opseg njenog DSM/DR kapaciteta, a potom, zasebno, i kapacitet grejnih uređaja tokom zime, kao i kapacitet rashladnih, klima-uređaja tokom vršnog letnjeg perioda. Ilustrovan je i uticaj širenja pretpostavljenog DSM programa na strateško, dugoročno planiranje mreže. Ovaj metod je takođe primenjiv i na manja konzumna područja. U tom slučaju, on postaje orijentisan prema opremi, koristeći profile opterećenja transformatorskih stanica ili vodova.

U disertaciji su prikazani rezultati sveobuhvatnih istraživanja i simulacije primene modelovanog, kombinovanog DSM/DR programa, na studiji slučaja celokupnog konzumnog područja “Elektrodistribucije Beograd”. Pritom je istražen njegov maksimalni ukupni kapacitet za DSM/DR u zimskom, kao i u vršnom letnjem periodu. Druga studija slučaja sprovedena je na konzumnom području jedne konkretne TS 10/0,4 kV u Beogradu. Predložena je metodologija za utvrđivanje lokalnog kapaciteta za DSM/DR tokom vršnog letnjeg perioda i simuliran rad različitog broja fotonaponskih (PV) panela na tom području, samostalno ili kombinovano sa jednim konkretnim programom DSM. Algoritmi oba ova istraživanja, sa prikazanim najvažnijim koracima, dati su u Dodatku II, u Prilogu ove disertacije.

II PREGLED STRANIH ISKUSTAVA, PROJEKATA I PLANOVA

II.1 Obim izvršenog istraživanja literature

Analizirano je petnaestak primera DSM i DR projekata iz više evropskih zemalja, SAD i Koreje. Njihova suština i osnovne karakteristike su ukratko prikazane u ovom poglavlju, na osnovu detaljno proučene odgovarajuće literature, [II.1] ÷ [II.23], i tehničkih rešenja opisanih u njoj.

Razmotreni su sistemi naprednih mernih infrastrukturâ (*Advanced Metering Infrastructure*, AMI) koji podržavaju DSM i DR projekte i programe, njihove funkcionalnosti, IT arhitektura i korišćene IT tehnologije i telekomunikaciona (TK) rešenja. Sagledani su dosad dostignuti, i navedeni su planirani obimi razvoja ovih sistema. Za one za koje je to bilo navedeno u dostupnoj literaturi, ukazano je i na iskustva iz uvođenja i primene, kao i na otvorena pitanja i probleme.

U prvom slučaju, opisanom u [II.1], analiziran je kvalitativan uticaj alternativnog, dinamičkog tarifiranja na DSM i DR i na interese i međusobne odnose između potrošača, operatera distributivnog sistema (*Distribution System Operator*, skr. DSO) i prodavca električne energije na malo, u Finskoj. Potom su navedena i iskustva u primeni dinamičkih tarifa u Švedskoj, Francuskoj, Italiji, Velikoj Britaniji i Nemačkoj, [II.2]. Pritom se, u slučajevima Finske i Velike Britanije nije ulazilo u pojedinosti oko obima i strukture primenjenih AMI, IT tehnologija i TK rešenja. U tom pogledu, pak, u detaljnije su proučeni:

- upotreba "pametnih" brojila i prateće web aplikacije za kupce u Švedskoj, [II.2] i [II.20];
- AMR sistem u Norveškoj, [II.3];
- koncept "pametnog" merenja u Belgiji, [II.4], /korišćena je i [II.18], za ilustraciju/;
- AMM sistem u Francuskoj, [II.5];
- alati za DR u Italiji, [II.7], /[II.21] za objašnjenje ZigBee koncepta/;
- projekti "pametnog" merenja u romanskim zemljama EU, [II.6];
- unapređeno upravljanje sistemima za distribuciju i prenos električne energije u ovim zemljama, koje omogućava realizaciju koncepta "aktivne potrošnje" (AD), [II.10] i [II.17];
- pilot-projekat inovativne mreže sa naprednim brojilima u Portugaliji, [II.2] i [II.8];
- AMM Wide pilot-projekat i "pametni" region Vrhlabi u Češkoj, [II.2] i [II.9];
- planovi realizacije projekata "pametne" mreže i "pametnog" merenja u Rumuniji, [II.12];
- koncept "pametne" distribucije u Nemačkoj, [II.11];

- koncept "pametne" mreže i AMI u Koreji, [II.13];
- unapređeni sistemi upravljanja distributivnom mrežom u SAD, [II.14], [II.15] i [II.16].

Na kraju je analiziran i novi koncept stohastičkog upravljanja potrošnjom u SAD, [II.22] i [II.23].

Cilj je bio da se dâ pregled stranih iskustava u ovoj oblasti, istraže mogućnosti primene koncepta DSM i DR, sagleda potrebna IT arhitektura i tehnologije i uoče mogući problemi i otvorena pitanja u njihovoj primeni. Naime, koristi od DR i DSM još uvek nisu u većoj meri realizovane u praksi. Postoji više razloga za to, ali je jedan od najvažnijih nedostatak upravljanja važnim opterećenjima pomoću odziva na promenu cene električne energije. Ipak, nove tehnologije brzo dostižu nivo sa kojim će moći da podrže DR na jednom znatno širem opsegu opterećenja.

II.2 Ključne zajedničke karakteristike analiziranih projekata

Savremeni sistemi upravljanja u prenosu i distribuciji moraju da poseduju odgovarajuću arhitekturu i funkcionalne specifikacije, da bi se efektivno upravljalo aktivnom mrežom, koristeći distribuirane izvore, skladišta energije, fleksibilnosti opterećenja i skladištenja, kao i aktivnu potrošnju (*Active Demand*, AD) na nivou SN i NN distributivnih mreža.

Centralno mesto u takvim sistemima zauzima „pametno“, tj. savremeno, multifunkcionalno brojilo električne energije. Ono mora da bude osposobljeno za prenos podataka ka Centru upravljanja DSO, ali i za prijem upravljačkih signala iz njega, dakle – za dvosmernu komunikaciju. Stoga savremeni sistemi upravljanja DEES podrazumevaju primenu razvijenih, unapređenih mernih infrastruktura (AMI). Neophodan je i dalji korak, koji omogućava aktivno učešće potrošača i upravljanje njihovim opterećenjem. Naime, u uslovima koji vladaju na slobodnom energetskom tržištu, programi odziva potrošnje (DR) tj. upravljanja opterećenjem (DSM) omogućavaju potrošačima da dinamički reaguju, npr. na promene cena električne energije. Primena ovakvih programa može sniziti troškove vezane za energiju i povećati pouzdanost sistema. Kako bi se u potpunosti iskoristile ove prednosti, postojeći uređaji za upravljanje opterećenjem i aparati moraju se snabdevati podacima o cenama, sve vreme. Nova dostignuća u razvoju AMI, sistema automatizacije zgradâ (*Building Automation Systems*, BAS), „pametnih“ utičnica za bežične komunikacije i raznih, odgovarajućih i već ugrađenih sistemâ upravljanja, omogućavaju da se na ove zahteve odgovori. Podrazumeva se i razvoj i primena savremenih softvera i „pametnih“ uređaja, integrisanih u mreže kućnih područja (*Home Area Network*, HAN) i podržanih naprednim konceptima, poput ZigBee i MGA (*Meter Gateway Architecture*). U okviru HAN, važno je korišćenje odgovarajućih kućnih aparata, koji treba da budu ne samo energetski efikasni, već i „pametni“ tj. kompatibilni savremenim konceptima i sistemima upravljanja opterećenjem. Neki od tih aparata, već danas, imaju ugrađene neke oblike i funkcije upravljanja.

Učešće potrošača kroz DSM/DR programe, na energetskom tržištu zasnovanom na trgovini na veliko, kojim upravljaju regionalni operateri prenosnog sistema (*Regional Transmission Operator*, RTO) tj. nezavisni operateri sistema (*Independent System Operator*, ISO), pomaže konkurentnosti i unapređuje efikasnost ovih tržišta, [II.23]. Koristi koje se pritom imaju su sledeće:

- RTO/ISO mogu bolje da balansiraju isporuku i potrošnju energije, koristeći DR kao jednu alternativu dispečingu skupih (vršnih) generatorskih jedinica radi podmirenja porasle potrošnje; snižavajući tako tržišne cene i kolebanja na tržištu;
- tržišni uslovi snabdevanja električnom energijom mogu biti ublaženi povećanjem konkurentnosti i osmišljavanjem dodatnih podsticaja kupcima, nasuprot licitiranju proizvodnje iz generatora pri visokim cenama;
- pouzdanost sistema i adekvatnost elektrana mogu biti povećane, jer kapaciteti DR mogu da obezbede brzo balansiranje u prenosnoj mreži, u slučaju ispada generatorskih jedinica ili drugih neočekivanih događaja.

Da bi se omogućili i koristili fleksibilnost i usluge obezbeđene pomoću obimnog učešća potrošnje, naročito je važno da upravljanje distributivnom mrežom bude neprestano unapređivano, uvođenjem novih funkcija u Centar upravljanja DSO, automatizacijom ka NN i decentralizacijom inteligencije.

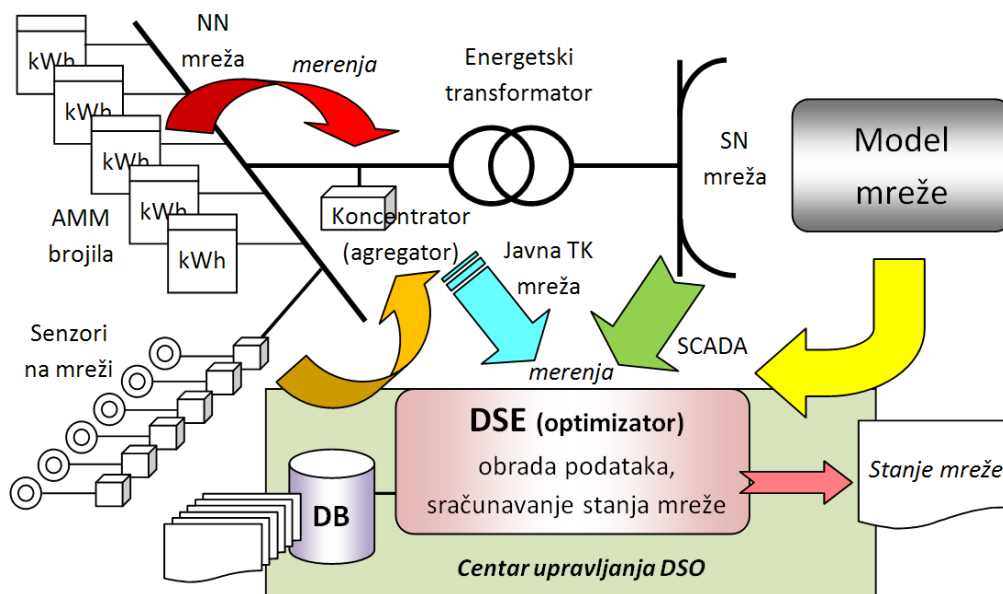
Na osnovu ovde analizirane literature, može se zaključiti da se elektroprivrede mnogih zemalja, naročito onih razvijenih, ubrzano kreću ka modernizaciji DEES, uključujući šire korišćenje AMI i unapređene automatizacije DEES (*Advanced Distribution Automation*, ADA), kao preduslova za implementaciju koncepata AD, DR, DSM, i za širu primenu RES, DG i sistemâ za skladištenje energije. DEES budućnosti biće nesumnjivo zasnovan na AMI i ADA, što uključuje dva ključna aspekta:

- stvaranje novih mogućnosti za konfigurisanje DEES i rekonfiguraciju mreže, što će povećati fleksibilnost i pouzdanost DEES, ali i doprineti sprečavanju ispadâ ili bržem obnavljanju napajanja;
- omogućavanje integracije i strateškog korišćenja novih, inteligentnih električnih uređaja (*Intelligent Electrical Devices*, IEDs), uz ugradnju komponenata energetske elektronike, naprednih sistema upravljanja reaktivnom snagom, opreme za unapređenje kvaliteta električne energije, DG i anticipatora kvarova. Ovi IED-ovi ne omogućavaju samo fleksibilniju arhitekturu DEES, nego obezbeđuju i sredstva za proširenje uslužnih opcija potrošača. Oni takođe deluju i kao komponente jednog moćnog, šireg sistema za nadzor rada DEES.

Integracija unapređenih mernih struktura (AMI) takođe će biti ključna komponenta infrastrukture sistema nadzora kod ADA. Analizirane tehnologije omogućavaju komuniciranje i upravljanje koji mogu biti iskorišćeni da podrže odziv potrošnje (DR) pomoću prenosa podataka o cenama, od AMI isporučioaca tj. DSO-a do uređajâ za upravljanje opterećenjem u samim objektima potrošača.

II.3 Arhitektura „pametne“ mreže kao podloga za primenu DSM/DR programa

Osnovni elementi arhitekture jedne napredne mreže, u kojoj bi bilo omogućeno upravljanje opterećenjem, prikazana je na slici II.1. Njenu osnovu čini automatsko upravljanje merenjem (*Automated Metering Management, AMM*), uz korišćenje raspoloživih prenosnih puteva i informacionih sistema preduzeća za distribuciju električne energije (tj. DSO).

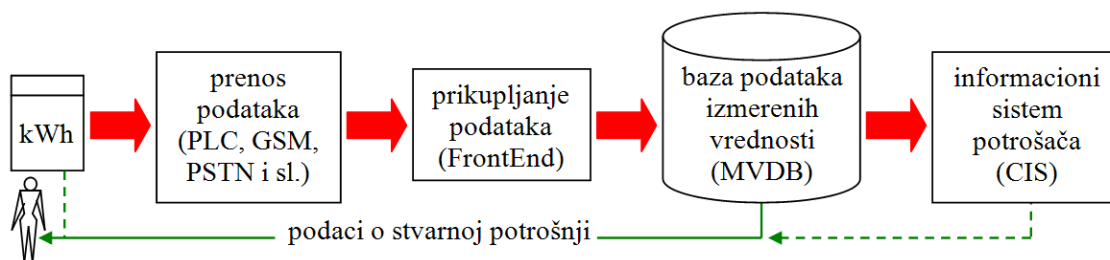


Slika II.1 Arhitektura *Smart grid* na bazi AMM infrastrukture i informacionog sistema

Kao što je već naglašeno, potrebno je da kod krajnjih korisnika postoje savremena brojlara sa mogućnošću dvosmerne komunikacije. Potrebno je, dakle, na NN nivou agregirati podatke o merenjima, s određenom rezolucijom, i telekomunikacionim vezama ih dostavljati u Centar upravljanja DSO. Naravno da bi se i ubuduće koristili podaci sa SN nivoa, sa SCADA DSO, uz dalje širenje i osavremenjavanje sistema daljinskog upravljanja (SDU), automatizaciju SN mreže i TS SN/NN, prema NN mreži, uz decentralizaciju inteligencije. U Centru upravljanja DSO bio bi instaliran estimator stanja distributivne mreže (*Distribution State Estimator, DSE*), koji bi na osnovu svih raspoloživih signala o merenjima, sa svih naponskih nivoa, vršio procenu stanja mreže kojom se upravlja.

Opciono, postojeći sistemi automatskog (daljinskog) očitavanja brojila (AMR) već danas mogu imati i funkciju daljinskog upravljanja električnim opterećenjem potrošača, sa registrovanjem odstupanja napona i drugih parametara. Osim toga, AMR najčešće ima visoku vremensku rezoluciju očitavanja merenih veličina (najmanje satnu, često 15-minutnu), što izuzetno pogoduje za slanje signala i primenu dinamičkih tarifa.

AMR predstavlja jedan široki tehnički koncept, koji obuhvata složenu infrastrukturu, potrebnu za registrovanje, prenos i upravljanje izmerenim podacima. Njegova arhitektura i princip prenosa i korišćenja podataka ugrubo su prikazani na slici II.2.



Slika II.2 Primer lanca prenosa podataka u AMR /izvor: slika 1 iz [II.3]/

Ovde se, naravno, postavljaju pitanja raspoloživosti, tačnosti i konzistentnosti prikupljenih podataka, zamene nedostajućih podataka relevantnim, i druga. Po tim pitanjima uspostavljaju se određeni standardi. S obzirom da se pokazuje da visoka pouzdanost i kvalitet mernih podataka mogu da predstavljaju isuviše veliki zahtev i izdatak za DSO, teži se utvrđivanju razumnog, kompromisnog nivoa pouzdanosti podataka, kojim bi bile zadovoljne obe strane. To se pre svega odnosi na one podatke koji se koriste za obračun utrošene električne energije i angažovane snage.

Osim toga, potrebno je praviti razliku između „pametnih“ brojila i sistema daljinskog očitavanja. Sistem sa „pametnim“ brojilom omogućava daljinsko isključivanje i uključivanje potrošača, „budžetska brojila“ i druge, sofisticirane funkcije za energetski menadžment, uključujući i upravljanje tarifama. Mnogi isporučiooci, međutim, koriste ovaj sistem samo za daljinsko očitavanje brojila, bez korišćenja drugih funkcija. Tzv. „Roll out driver“-i, pritom, razlikuju se mnogo od jednog do drugog regiona.

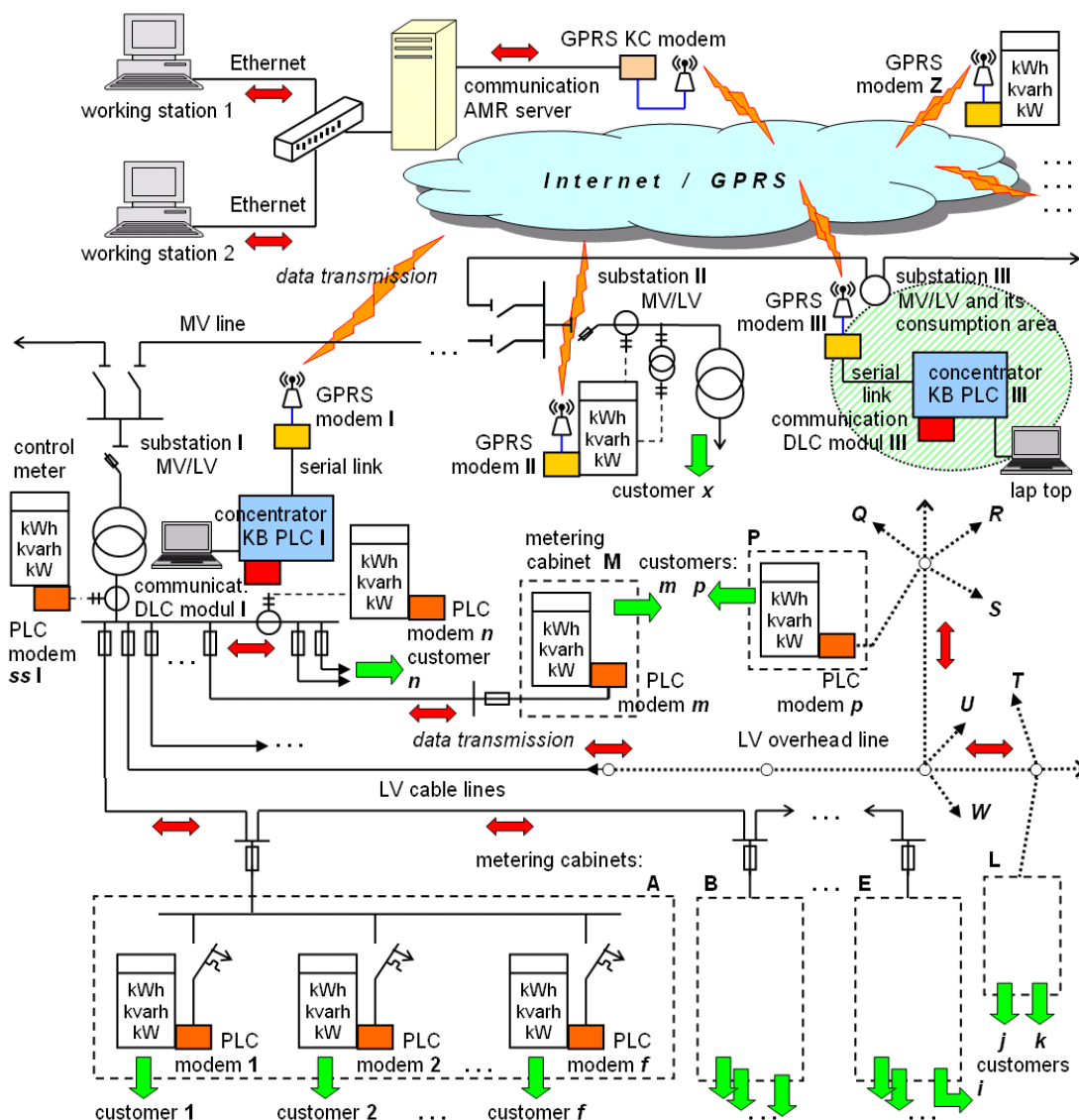
Detaljnija arhitektura jednog sistema daljinskog očitavanja brojila, sa naznačenim prenosnim putevima tj. telekomunikacionim rešenjima, prikazana je na slici II.3.

II.3.1 Potencijalni problemi pri korišćenju AMM/AMR sistema za DSM/DR

U svakom ovakvom sistemu se, međutim, javlja dodatni niz tehničkih problema i otvorenih pitanja: slabljenje i gubljenje signala, provere (ispravnosti) konekcije, greške u komunikacionim putevima, kvalitet signala i opšta funkcionalnost i upotrebljivost sistema i prikupljenih podataka. Ovoj temi će u istraživanju koje je predmet ove disertacije biti posvećena posebna pažnja. Shodno tome će adekvatno biti vrednovani podaci prikupljeni AMR pilot-projektom EDB. Biće data ocena njihove upotrebljivosti za dalje korišćenje u analizama vezanim za procene kapaciteta i simulacije efekata pretpostavljene primene DSM/DR programa i mera. U slučaju potrebe, alternativno, kao pouzdaniji set podataka, mogu se koristiti oni sa SCADA, sa SN nivoa (v. sl. II.1), preslikani (transponovani) na NN stranu.

Naime, svi navedeni problemi dodatno dobijaju na važnosti u slučaju korišćenja infrastrukture „pametnog“ merenja i za dvosmernu komunikaciju, slanje signala o

cenama, daljinsko isključivanje dela instalacije/uređajâ potrošača (tamo gde za to postoje tehnički preduslovi) i, uopšte, u slučaju primene različitih DSM/DR metoda i programâ. U slučaju da ovi problemi ostanu nerešeni, uveliko će umanjiti efektivnost i efikasnost DSM/DR opcijâ.



Slika II.3 Struktura i komponente sistema daljinskog očitavanja u EDB, sa mogućim prenosnim putevima (TK vezama) /izvor: sl. 1 iz [II.18]/

II.3.2 Mogućnosti i prednosti korišćenja AMM/AMR sistema za DSM/DR

Pomoću AMM tj. AMR sistema moguće je snimanje dijagrama opterećenja na satnoj (ili kraćoj) osnovi, na teritoriji na kojoj je takav sistem uveden. To otvara nove mogućnosti za utvrđivanje preciznije korelacije snage potrošača i temperature okoline, kao i za poboljšanje i razvoj novih aplikacija za optimizaciju planiranja razvoja mreže. Operativno, AMM sistem omogućava i slanje alarma u slučaju odstupanja napona izvan dozvoljenih granica. Koristeći snimljene dijagrame svih kupaca na toj NN mreži, jedan

proračun tokova snaga u njoj daje krive napona i struja za posmatrani dan. Na osnovu njih se potom istražuju mogućnosti za poboljšanje naponskih prilika u mreži. Simulacije iz [II.5] su pokazale da bi korišćenje novih informacija i primena boljih rešenja, kreiranih na osnovu njih, optimizovalo kapitalne troškove, smanjivši ih i do 100 miliona evra. Eliminisanjem potrebe ručnih merenja na terenu, troškovi bi se dodatno snizili. Primenom AMM umnogome bi se povećala i opservabilnost mreže, mogućnosti regulacije napona i automatske rekonfiguracije.

Osim toga, AMM tehnologije nude nove mogućnosti optimizacije potrošnje energije, dajući priliku za upravljanje opterećenjem potrošača. Sposobnost komunikacije s opremom na strani kupaca omogućice primenu tehnikâ upravljanja potrošnjom (DSM i DR programâ), koje će obezbediti smanjenje vršnog opterećenja i pružiti priliku za uvećanje mogućnosti rada mreže, zaključno sa odlaganjem investicija u nove, kapitalne objekte.

Za sve to su potrebni novi senzori na terenu, koji bi koristili komunikacionu infrastrukturu AMM sistema. Osim njih, koristila bi se merenja sa AMM brojičâ i vršila agregacija na sekundarnoj strani TS SN/NN (v. sl. II.1).

Za obradu prikupljenih podataka i sračunavanje stanja mreže, u centrima upravljanja je potrebna jedna nova softverska (s/w) alatka: distributivni estimator stanja (DSE). DSE je jedan nelinearni optimizator koji koristi ograničen broj merenja, u kombinaciji sa modelom mreže, u cilju procenjivanja električnog stanja mreže u realnom vremenu. Pritom, DSE koristi realne podatke, prikupljene pomoću SCADA.

Koristio bi se još jedan novi tip alata koji treba da omogući „svest o situaciji“ (*Situation Awareness*). On bi dispečerima olakšao rad, pružajući im:

- globalni uvid u mrežu, u realnom vremenu;
- pomoćno oruđe tokom kritičnih situacija;
- anticipaciju i pripremu naredne operacije u mreži;
- oslobađanje neiskorišćenih mrežnih kapaciteta;
- mogućnost upravljanja zagušenjima;
- upravljanje tokovima snaga i naponskim prilikama u prisustvu dispergovane proizvodnje (DG);
- obezbeđenje mrežnih usluga, kao što su brzo upravljanje tokovima i naponska podrška;
- validacija rekonfiguracije mreže.

U pogledu informacionog sistema (IS), najvažniji deo biće zajedničko korišćenje podataka. Podaci koje prikupe AMM brojičâ i koncentratori, sačuvani u bazi podataka (DB, v. sl. II.1) AMM, korišćice ne samo mrežni IS (za gore navedene svrhe), nego i potrošački IS (CIS, v. sl. II.2), npr. za potrebe izrade obračuna. Stoga će biti potrebno uspostaviti nekoliko vezâ između tih sistema, kao i unutar samog mrežnog IS. U svetu se već grade i promovišu zajednički modeli za različite, postojeće aplikacije, uključujući

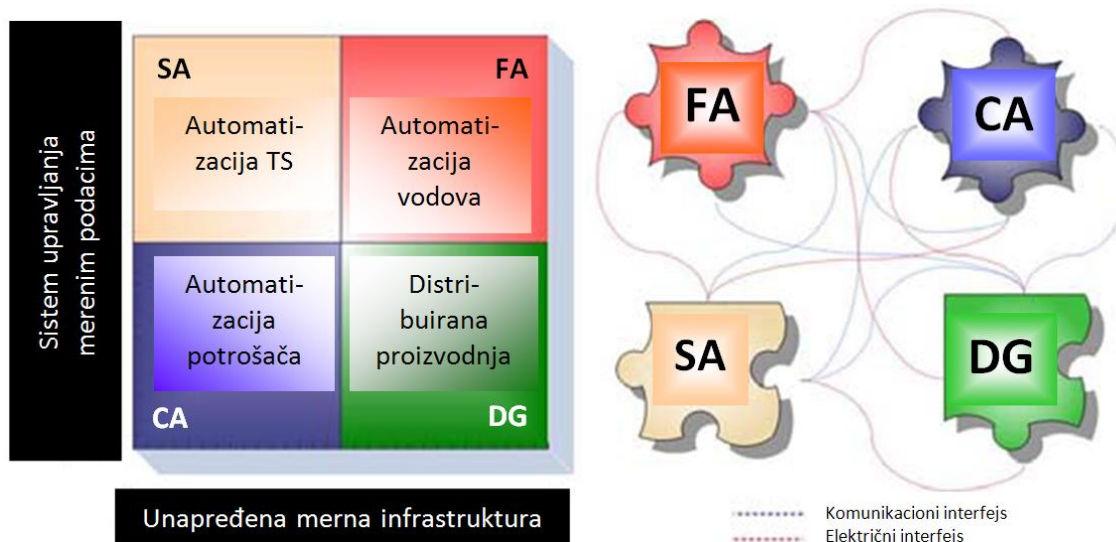
i one zasnovane na IEC-ovom CIM standardu (*Common Information Model*). Oni treba da pokrivaju opise SN i NN mreže i da se koriste za razmenu podataka između GIS i SCADA, a u perspektivi i sa AMM/AMR sistemima.

II.4 Zahtevi na strani kupca električne energije radi primene DSM/DR programa

Uz razvoj sofisticiranih energetske i komunikacionih interfejsa i naprednih upravljačkih strategija, koncept *Smart Distribution Grid* (SDG) podrazumeva efikasniji i efektivniji metod upravljanja DEES-om, pomoću *Advanced Distribution Automaton* (ADA) aplikacija napredne automatizacije distribucije. One se, grubo, mogu klasifikovati kao:

- automatizacija transformatorskih stanica, TS (SA – *Substation automation*);
- automatizacija napojnih vodova (FA – *Feeder automation*);
- automatizacija potrošača (CA – *Customer automation*).

Na slici II.4 su prikazani osnovni blokovi SDG koncepta, koji su vođeni funkcionalnošću distribuiranih izvora (DER – *Distributed Energy Resource*), tj. distribuirane proizvodnje (DG – *Distributed Generation*), priključenih na stranu korisnika (kupca) – od vetrogeneratora do električnih vozila, što je deo teme ove disertacije.



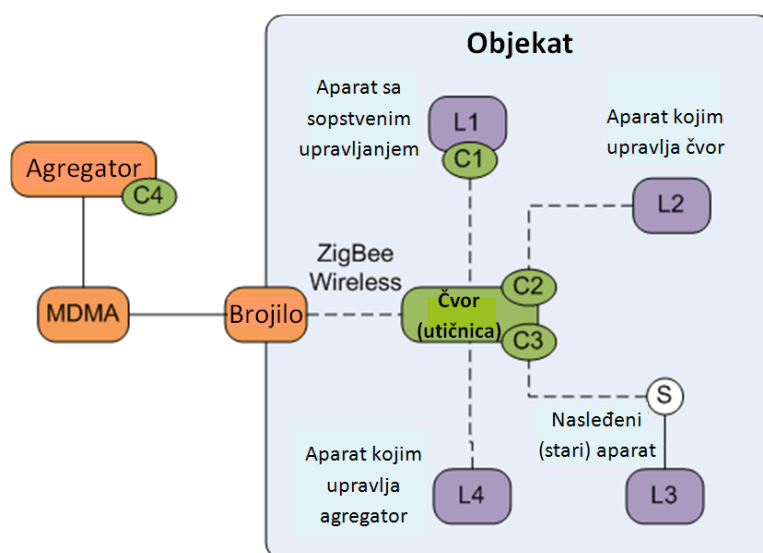
Slika II.4 Osnovni elementi koncepta „pametne“ distributivne mreže, objedinjeni sistemom upravljanja mernim podacima (*Metering Data Management System, MDMS*) /izvor: slika 1 iz [II.14]/

Funkcionalno povezivanje i stupnjevi razvoja ADA aplikacija detaljno su prikazani u [II.14]. Baza podataka MDMS takođe može da bude povezana sa softverskim alatom ADNA (*Advanced Distribution Network Analysis*), u cilju izvođenja off-line unapređene analize mreže, za potrebe kratkoročnog planiranja rada.

II.4.1 Arhitektura automatizovanog potrošača

Što se tiče objekata krajnjih potrošača i njihove automatizacije, u [II.16] se ističe da srž arhitekture koja omogućava odziv potrošnje (DR) predstavljaju kućno brojilo električne energije i "pametne" utičnice/čvorovi. Ukazuje se na potrebu agregacije "pametnih" čvorova kod potrošača. Cilj je povećati efekte upravljanja opterećenjem potrošača, ali i njihove uštede. Takvi, udruženi automatizovani potrošači sa "pametnim" uređajima, nazivaju se u [II.16] "agregatorima u realnom vremenu" (*real-time aggregators*).

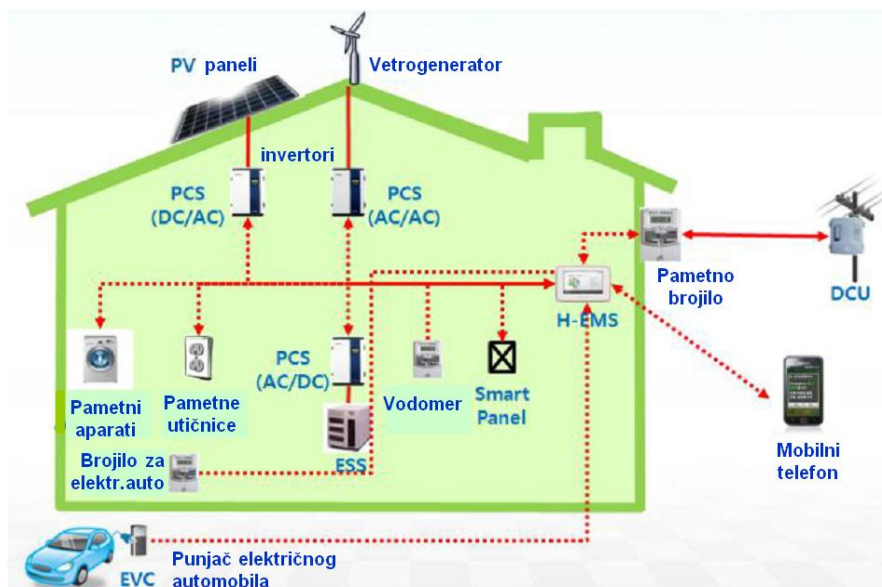
U [II.12], [II.13], [II.16] i drugoj literaturi se tako koristi pojam ulazne arhitekture brojila (Meter Gateway Architecture, MGA). Ona je ilustrovana na slici II.5 i služi kao osnova za integrisano upravljanje opterećenjem agregatorima energije, utičnicama u objektima i inteligentnim aparatima. Predlažu se i preduzimaju početni koraci ka vrednovanju jedne arhitekture koja integriše DR zasnovan na AMI, sistemima za upravljanje zgradama (*Building Automation Systems*, BAS) i sistemima ugrađenog upravljanja. Ona je zasnovana na primeni kućnog brojila električne energije kao osnovnog komunikacionog sistema kojim je BAS objekta potrošača povezan sa AMI isporučioaca/DSO-a.



Slika II.5 Strukturalna arhitektura i tipovi upravljanja opterećenjem kupca, u konceptu MGA /izvor: slika 1 iz [II.16]/

Glavni dodatni element MGA je objedinjena utičnica (čvor), koja obezbeđuje centralnu komunikaciju i upravljanje unutar samog objekta i koja je, posebno, sposobna da prikuplja podatke iz brojila električne energije i čini ih dostupnim gdegod je to potrebno u objektu. Koncept ZigBee predstavlja jednu novu tehnologiju, namenjenu za bežičnu komunikaciju u objektima, a koja je idealna za primenu MGA kod ovakvih utičnica (čvorova). Detalji funkcionisanja jednog ovakvog sistema, objašnjenje slike II.5 i arhitekture samog objedinjenog čvora, izloženi su u [II.16].

Dakle, osim nužnosti da sama elektroenergetska mreža postane „Smart“, pokazuje se da je potrebno da i objekti krajnjih korisnika postanu „pametni“. S obzirom na sve veći upliv distribuirane (dispersivne) proizvodnje električne energije, pre svega iz obnovljivih izvora, pojavio se i termin „obnovljivih“ objekata, v. sl. II.6.

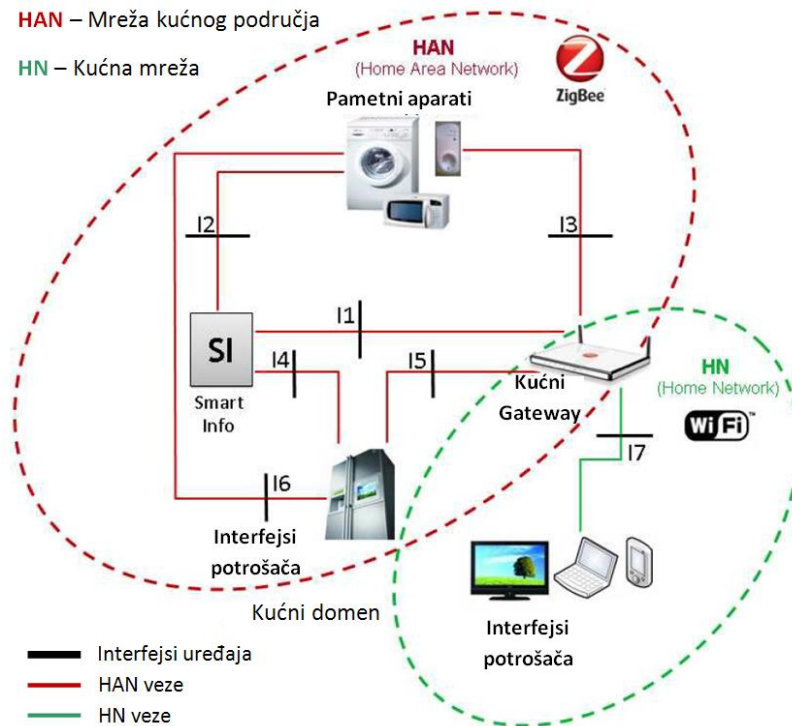


Slika II.6 Dijagram obnovljivog modela „pametnog“ objekta
/izvor: slika 5 u [II.13]/

II.4.2 „Pametni“ uređaji krajnjeg korisnika

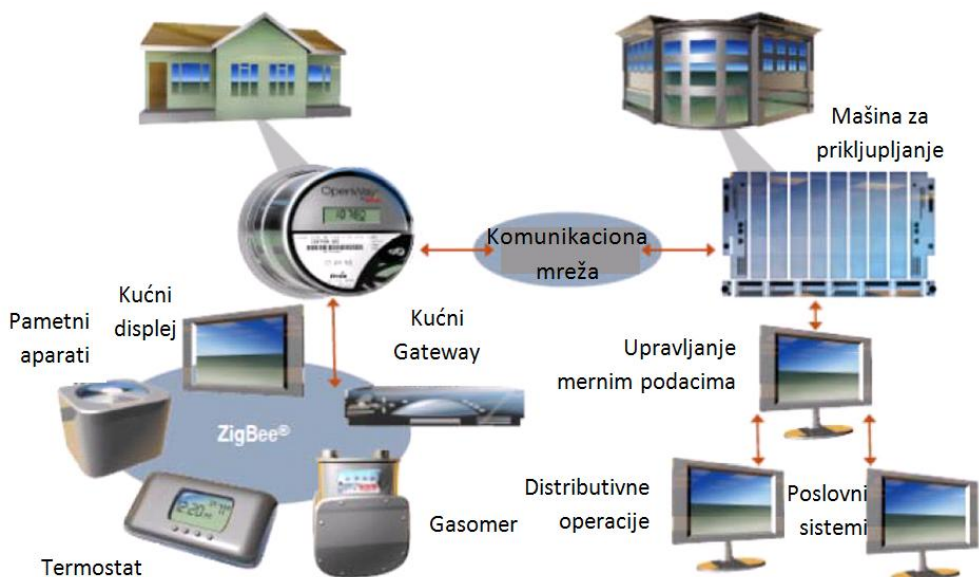
Projekat [II.7] razvija jednu novu generaciju uređaja namenjenu za uspostavljanje direktne veze između isporučioaca električne energije i potrošača, kojom će biti obezbeđen i prenos podataka o njihovoj potrošnji električne energije. Takva informacija bi trebalo da omogući da potrošači budu svesni svoje potrošnje i da na osnovu toga preduzmu akcije u cilju boljeg iskorišćenja energije. Predloženi sistem će imati ključnu ulogu kao element razvoja jedne „kućne“ mreže (*Home Network*, HN) i njenog područja (*Home Area Network*, HAN). U njoj će aparati u domaćinstvu biti sposobni da komuniciraju između sebe i da se vrši automatska kontrola potrošnje. Cilj je da kućni aparati automatski menjaju svoju potrošnju, shodno trenutnim uslovima na elektroenergetskoj mreži.

Saradnja raspoloživih uređaja u „digitalnoj“ kući obezbediće unapređene usluge, u cilju postizanja boljeg i efikasnijeg korišćenja energije, što će omogućiti automatsko upravljanje potrošnjom, u realnom vremenu. Projekat [II.7] koristi AMM rešenje i bazira se na istoj infrastrukturi, koja garantuje solidnu osnovu za jedno uspešno i pouzdano rešenje. Ono takođe zahteva integraciju sa već postojećim proizvodima i rešenjima, ali i dalji razvoj opreme na tržištu kućnih aparata. Stoga projekat predviđa jedan protokol koji će biti korišćen za izgradnju jedne integrisane platforme (arhitektura takvog sistema prikazana je na sl. II.7). Cilj je da ona omogući saradnju između glavnih uređaja uključenih u upravljanje energijom u domaćinstvima.



Slika II.7 Referentna Energy@Home arhitektura /izvor: slika 6 iz [II.7]/

Na ovaj način središte sistema pametne arhitekture objekta, „Smart Info“ sa slike II.7, može da bude jedan veoma jednostavan i standardan uređaj, prebacujući kompleksnost i specijalizovanost na spoljašnji hardver i softver. Ovakva rešenja omogućavaju dalju integraciju HN tj. HAN sa ostalim „pametnim“ elementima distributivnog sistema sa slike II.4, na način koji je principijelno predstavljen šemom sa slike II.8.



Slika II.8 AMI integrisan pomoću upravljanja mernim podacima (Meter Data Management, MDM) sa SCADA-DMS i SAP-ERP /izvor: slajd br. 30 iz [II.12]/

II.5 Modaliteti realizacije DSM/DR programa

Osim opšte svrhe i koristi od DSM/DR programa i mera, opisanih u Uvodu, konkretni njihovi modaliteti i zadaci razvijaju se kroz pojedinačne projekte. Tako se projekti [II.8] i [II.9] usredsređuju na komunikaciju s kupcima i napredno upravljanje opterećenjem, korišćenjem:

- podešavanja specijalnih (naprednih) tarifa za određene kupce,
- direktne komunikacije sa naprednim brojilima, u cilju upravljanja potrošnjom;
- direktnog upravljanja opterećenjem kućnih uređaja,
- slanja obaveštenja potrošačima o promeni cene i
- podsticanja angažovanja potrošača, komunikacijom s domaćinstvima putem kućnih displeja i interneta, u cilju pružanja tačnih i trenutnih podataka o potrošnji energije.

U tzv. projektu Inovativnih mreža iz [II.8], DSO procenjuje nove metode angažovanja potrošača u okviru upravljanja opterećenjem. Kupcima obuhvaćenim programom su ponuđeni novi proizvodi i usluge. Oni omogućavaju da DSO upravlja opterećenjem u mreži, a kupcima nekoliko ekonomskih prednosti i mogućnost da optimizuju svoju potrošnju električne energije. Usluge su zasnovane na:

- preciznom izveštavanju i obračunu,
- trenutnom pristupu podacima o korišćenju energije,
- ponudi novih proizvoda i usluga krajnjim kupcima.

Kupci su podeljeni u šest grupa, prema potrošnji i ugovorenoj snazi. Svakoj grupi je omogućena kombinacija sledećih usluga:

- tarifna simulacija – kupci sa tarifama vremenskog korišćenja su u mogućnosti da svoju potrošnju prate trenutno, putem Web aplikacije. Sistem omogućava trenutnu simulaciju obračuna;
- indirektna povratna informacija (posle potrošnje) – sistem šalje upozorenja i obaveštenja kupcu putem SMS ili e-maila, sa informacijama koje se tiču nivoa potrošnje, korišćenja snage prema prethodnim podacima, sate sa najvišom potrošnjom;
- direktna povratna informacija – kupci su opremljeni kućnim displejem i smart priključcima. To im onda omogućava direktno slanje obaveštenja o periodima više cene ili direktnom upravljanju za odabrane kućne aparate.

Pilot-projekat [II.9] objedinjuje tehnike upravljanja opterećenjem na temelju sledećih načela:

- direktno upravljanje opterećenjem – komunikacija s kupcima putem naprednih brojila omogućuje uključivanje i isključivanje zasebnih strujnih kola, na koja su izabrani kućni aparati povezani (TA peći, direktno grejanje, grejači za vodu). Sistem, ustvari, zamenjuje komunikaciju i daljinsko upravljanje pomoću MTK signala za

promenu tarife, koja se inače koristi u češkim komunalnim preduzećima, jednom efektivnijom tehnikom upravljanja opterećenjem, zajedno sa primenom složenog tarifnog sistema;

- podešavanje;
- indirektne tehnike upravljanja opterećenjem – pružanje pravovremenih informacija putem Web portala i kućnih displeja;
- u budućnosti se planira i uključenje daljinskog digitalnog upravljanja drugim kućnim aparatima, putem kućne mreže (HN).

Osim drugih mogućnosti DSM/DR, važna je i njegova uloga vezana za RES; pogonska realnost kod EES sa visokim uplivom RES, recimo, već sada je takva da, npr. španski obnovljivi izvori i proizvodnja iz tamošnjih baznih elektrana zajedno, prevazilaze opterećenje potrošača, tokom mnogih sati. A na nivou elektrodistributivne mreže, npr. u prigradskim zonama Milana, broj instaliranih PV panela na krovovima je toliki, da u periodima sunčanog vremena (zbog velike jednovremenosti proizvodnje iz PV panela), ukupna snaga proizvodnje prevazilazi ne samo potrošnju, nego i kapacitet TS SN/NN preko koje se lokalna mreža NN napaja. Jasno je, stoga, da će veliki upliv varijabilnih, intermitentnih obnovljivih izvora (V-RES) uticati i na planiranje mreže. Adekvatan DR tj. DSM program mogao bi da ublaži ove probleme, igrajući ulogu skladišta energije. Istražiti ovu mogućnost u pretpostavljenim sličnim okolnostima, i u uslovima realno dostignutih opterećenja u Beogradu, jedan je od glavnih zadataka ove disertacije.

Projekat iz [II.10] i [II.17] je orijentisan na utvrđivanje fleksibilnosti potrošnje električne energije u domaćinstvima i maloj privredi, uključujući i fleksibilnosti mikrogeneracije (mikro-elektrana) i skladištenja energije, koje mogu biti prisutne u njihovim objektima. Unutar tog projekta, aktivna potrošnja (AD) uključuje sve tipove opreme koja može da bude instalirana kod potrošača ili „potrošača“ (istovremeno i potrošača i proizvođača); to su električni aparati („čisto“ opterećenje), distribuirana proizvodnja (kao što su nizovi PV panela ili mikro-turbine) i termalni ili električni sistemi za skladištenje energije.

Kako bi se iskoristile odgovarajuće AD usluge, Centar upravljanja DSO-a i TS VN/SN izvode odgovarajuće funkcionalnosti, kako bi one bile primenjene pomoću uređaja na NN mreži. Pritom će biti potrebna razmena podataka između TS SN/NN i AD uređaja na NN mreži, kako bi se izvele operacije zahtevane od strane TS VN/SN (ili direktno, od Centra upravljanja na srednjem naponu). Nadasve, neke akcije upravljanja treba da budu decentralizovane (sada: nivo Centra upravljanja) i prenete na nivo TS SN/NN.

U predloženoj arhitekturi (v. sliku 1 u [II.10]), agregator predstavlja medijatora između potrošača i tržišta, [II.10]. On ima jednu centralnu ulogu, u odnosu na obe te strane:

- prikuplja zahteve i signale (podatke) koji stižu sa tržišta i od različitih učesnika u radu EES;

- sabira “fleksibilnosti” i doprinose koje omogućavaju potrošači, kako bi odgovorio na zahteve i signale DSO, i ponudio ogovarajuće usluge različitim učesnicima u radu EES, putem tržišta.

Trenutni DR programi se, dakle, zasnivaju na komandnim i upravljačkim pristupima. Ovi programi su svrstani u četiri grupe:

- (1) potrošači podređuju svoje aparate/uređaje direktnom upravljanju od strane mrežne kompanije (DSO), koja uključuje/isključuje to opterećenje;
- (2) potrošači su izloženi promenama cenâ – to je jedan koncept nazvan „cene-za-uređaje”. Taj koncept predstavlja današnji „Sveti gral” za aktivaciju DR na tržištima organizovanim na veliko;
- (3) agregatori DR direktno plaćaju potrošačima za opcije daljinskog isključivanja. Trend rasta primene ovakvih programa je sada već zaustavljen, jer korisnici ne vide nijednu drugu vrednost ovoga, osim trgovanja svojim neugodnostima, za novac;
- (4) neki DR programi počivaju na unapređenim analitikama predviđanja ponašanja potrošača, i sprovode slanje poruka i signalâ o cenama. Oni pokušavaju da odgonetnu šta će potrošač da uradi, umesto da ga pitaju za njegove namere, navike i sklonosti.

II.5.1 Nedostaci postojećih programa i mera DSM/DR

Vidi se da je većina programâ dobrim delom zasnovana na prisilnom isključivanju dela potrošnje ili njenom prilagođavanju nametnutim tarifnim stavovima. Osim doze prinude, sada postojeći i preovlađujući programi DR – uprkos činjenici da njihova primena donosi stanovite dobrobiti tržištu kao celini – pate od niza tržišnih, regulatornih, infrastrukturnih i tehnoloških problema. Neki od njih su: nedostatak skalabilnosti (mogućnosti širenja programa), narušavanje privatnosti kupaca, nepreciznost i neprihvatljivost za korisnike. Sve ovo je dovelo do toga da učešće potrošača u DSM/DR programima bude obeshrabrujuće slabo, posebno u kategorijama domaćinstava i male privrede, koje najčešće čine i najveći deo konzuma.

II.5.2 Unapređeni pristup – koncept stohastičkog DSM

Koncept stohastičkog upravljanja opterećenjem, prikazan u [II.22] i [II.23], osmišljen je radi otklanjanja ovih, ozbiljnih nedostataka dosad primenjivanih, programâ DSM/DR. Ovaj, temeljno različit DSM/DR pristup, zasnovan je na nivoima prioriteta napajanja uređaja i na proračunavanju distribuiranog, stohastički isključenog opterećenja. Pritom, sam krajnji korisnik određuje nivo prioriteta za isključenje, njegovim podešavanjem na jednoj vrsti „pametne“ utičice. Preko nje on priključuje električno trošilo po svom sopstvenom izboru, čime je obezbeđena potpuna privatnost kupca.

Ovakav sistem može da prevaziđe napred navedene probleme i da bude integrisan u energetska tržišta. Ovaj pristup, koji je detaljno obrazložen u [II.23], idealan je za samoorganizovanje labavo koordinisanih uređaja u domaćinstvima i objektima male

privrede, mikro-mrežama i autonomnim sistemima. Time se omogućava brzo, precizno i robustno oblikovanje opterećenja, za skup od nekoliko hiljada do nekoliko miliona uređaja.

Ovaj pristup, inače, koristi prednosti jeftinih komunikacionih tehnologija, kako bi procenio stanje kućnih aparata i važnijih električnih uređaja u maloj privredi. On drži te aparate spremnima da u roku od nekoliko sekundi odgovore na signale stanja elektroenergetskog sistema. Raspoređivanje aparata u nivoe prioriteta napajanja, omogućava da zahtev za snagu potrošača na malo bude dekomoditizovan, čineći tako ove DR resurse jednim moćnim sredstvom za poboljšavanje efikasnosti energetske tržišta. U [II.23] je opisana predložena metodologija, istraženo je na koji način ona može biti integrisana u energetske tržište i izloženi su rezultati matematičkih analiza i simulacija korišćenja preko 100.000 uređaja. Očekuje se komercijalizacija ovog sistema tokom narednih nekoliko godina, i već postoje određeni pilot-projekti, u SAD, ali i u pojedinim zemljama Evrope.

Ovaj predloženi koncept, nazvan *ColorPower* (jer različita boja na dodatnom uređaju, „pametnoj“ utičnici, označava različit nivo prioriteta za isključenje), ispoljava stanovite prednosti u odnosu na dosad primenjivane modele DSM/DR. One su posebno izražene kod kombinovanja ovog koncepta sa proizvodnjom iz snažno fluktuirajućih, varijabilnih obnovljivih izvora (V-RES), kao što su to vetrogeneratori ili fotonaponski (PV) solarni paneli.

Procedura stohastičkog isključivanja i proračunavanja može biti precizno predviđena pomoću analize stohastičkog modela. Procedura je robustna i otporna na fluktuacije, greške i varijacije između uređaja. U [II.23] je pokazano da predloženi pristup može biti integrisan u tržište električne energije, postizući iste ekonomske i ciljeve pouzdanosti i balansiranja snage, kao i dinamičko tarifiranje i tradicionalni DR, ali sa superiornim potencijalnim mogućnostima, i bez njihovih nedostataka. *ColorPower* pristup brzo i elastično oblikuje opterećenje, bez izlaganja potrošača bilo dinamičkom tarifiranju, bilo prinudnoj kontroli (isključivanju) opterećenja.

II.5.3 Toplotni kapacitet i inercija zgrada kao resurs za skladištenje energije

Potpuno poseban vid skladišta energije predstavljaju same zgrade, zahvaljujući samo njihovoj toplotnoj inerciji i kapacitetu. Mnogi veliki gradovi, poput Berlina, u studijama svog dugoročnog energetske razvoja, ozbiljno planiraju iskorišćenje ovog kapaciteta u svrhu skladištenja energije, smanjenja vrhova i strmina snage proizvodnje iz snažno fluktuirajućih obnovljivih izvora (V-RES), optimizacije rada EES i smanjenja gubitaka. Suština je da se unapred odredi jedan opseg tolerancije u kome je dozvoljeno odstupanje temperature prostorijâ, i da se potom primene dinamički modelovani termostati, [II.24]. Oni bi – reagujući na osnovu signala o stanju opterećenosti DEES tj. viškovima snage iz V-RES – dodatno angažovali uređaje za grejanje odnosno rashlađivanje prostorija. Pritom se akcenat mahom stavlja na javne i komercijalne zgrade. Ovakvi DSM/DR programi su uglavnom kombinovani sa programima energetske efikasnosti (retrofita).

III DOMAĆA ISKUSTVA I MOGUĆNOSTI POSTOJEĆIH TEHNOLOGIJA

III.1 Iskustvo „Elektrodistribucije Beograd“ u direktnom upravljanju potrošnjom

Početak šezdesetih godina XX veka, odlukom tadašnjeg Radničkog saveta „Elektrodistribucije Beograd“ (EDB), osnovan je Odsek za automatizaciju i veze, [III.1], kao nosilac poslova modernizacije i automatizacije tadašnje elektrodistributivne mreže na području glavnoga grada Srbije i ondašnje Jugoslavije. Upravo u okviru Dispečerskog centra (DC), ERC i novog Odseka, obavljali su se najznačajniji poslovi dalje modernizacije upravljanja elektroenergetskim mrežama i ukupno poslovanje u vezi s tim. Tehnička rešenja opisana u monografiji [III.1] predstavljala su u to vreme novine ne samo za Jugoslaviju, nego su bila i među prvima u svetu. Veliki skok u razvoju elektronike učinjen je baš tih godina, zahvaljujući primeni tranzistorske tehnologije, umesto dotadašnje, zasnovane na upotrebi elektronskih cevi. Zahvaljujući nabavci, najpre 17, a u roku od nekoliko godina – oko 200 tranzistorskih radio-stanica, efikasnost dispečerske i drugih službi, značajno se uvećala [III.1].

U *Perspektivnom programu razvoja EDB*, tih godina se po prvi put pominje i mrežna ton-frekventna komanda (MTK). Predlagano je da se MTK odmah uvede radi korišćenja nekoliko njenih funkcijâ: upravljanje paljenjem i gašenjem javnog osvetljenja, svetlećih reklama i drugih potrošača. Usvojena je koncepcija da postrojenja MTK budu priključena na 10 kV sabirnice u transformatorskim stanicama (TS) 35/10 kV. Prve su, za ugradnju emisionih postrojenja MTK, bile planirane TS „Tehnički fakultet“, „Zeleni venac“, „Novi Beograd 1“ i „Zemun centar“. Planirano tehničko rešenje, sa motor-generatorskom grupom, prikazano šemom br. 13 na str. 166 u [III.1], otkriva i jedan zanimljiv detalj; sa sabirnica 10 kV ovih TS, vodovima 10 kV napajali su se rejon petljaste mreže. Naime, tih godina je u Beogradu bila aktuelna i eksperimentalna primena koncepcije petljastih mrežâ srednjeg i niskog napona. Od nje se, zbog izvesnih eksploatacionih problema, kasnije odustalo. Takođe, ni napred navedeno, planirano rešenje MTK uređaja u TS 35/10 kV nije realizovano. Realizacija drugih tehničkih rešenja otpočela je 1972. Sa švajcarskim proizvođačem *Landys&Gyr*, EDB je tada ugovorila isporuku deset emisionih postrojenja za ugradnju na 35 kV i šest postrojenja za 10 kV. Ugovorena je i centralna, elektronska emisiona automatika, sa kontrolno-upravljačkim uređajima, koji su ugrađeni u DC EDB. Potom je bilo nabavljeno i prvih 35.000 prijemnika MTK za potrošače (u kategoriji domaćinstva i druge) i prvih 1000 prijemnika MTK za merne grupe, [III.1].

Na početku primene MTK sistema, radi ugradnje opreme za njega, bile su potrebne veće rekonstrukcije i adaptacije postojećih TS, a kod potrošača je trebalo izvršiti zamenu uklopnih časovnika prijemnicima MTK. Bilo je potrebno iznaći dovoljan građevinski prostor u TS, ćelije 35 kV za energetska opremu MTK, prekidače 35 kV za potrebe MTK i dr. Takođe, u to doba, ni proizvođači MTK opreme nisu imali razvijenu tehniku za utiskivanje signala MTK na naponskom nivou 110 kV. Tek docnije se i u EDB počelo razmišljati o opravdanosti uvođenja postrojenja MTK za ovaj naponski nivo, što

ima velike prednosti, uključujući i ekonomske. Do danas, sistem MTK se proširio na celo konzumno područje EDB (koje obuhvata sve gradske opštine osim Lazarevca). Jedino su na području Mladenovca bili zadržani uklopni časovnici za promenu tarifnog stava, jer ono ima ostrvski napojenu 35 kV mrežu i zaseban Centar upravljanja njome. Bilo je planova uvođenja MTK i na ovom delu konzuma EDB, ali oni nisu realizovani. Na koncu su, pre nekoliko godina, uklopni časovnici na tom području uglavnom zamenjeni savremenim brojilima, s ugrađenom funkcijom časovnika.

Tehnički sistem MTK, po svojim funkcijama, spada u upravljačke sisteme, a u okviru šireg sistema upravljanja elektrodistributivnom mrežom. MTK, ustvari, predstavlja jedan od podsistema za upravljanje, [III.1]. Najveći efekti i korist od sistema MTK postižu se kada se on – osim za promenu tarifnog stava – koristi i za upravljanje električnom snagom i potrošnjom električne energije kod potrošača. Ova njegova funkcija, nažalost, u EDB ni do danas nije iskorišćena, čak ni na približno zadovoljavajućem nivou. Izuzetak su eksperimentalno uvođenje tzv. treće ili DUT tarife, kod svega nekoliko stotina potrošača, tokom devedesetih godina XX veka, i izvesna pomeranja vremena nastupanja i korišćenja niže tarife, tokom sezone 1994/95. Stanje na dan 31.12.2013. je bilo takvo da je svega 290 kupaca u Beogradu koristilo DUT. U odnosu na ukupan broj domaćinstava (740.239), to iznosi svega 0,392‰, a u odnosu na ukupan broj kupaca priključenih na niski napon (852.790) svega 0,34‰.

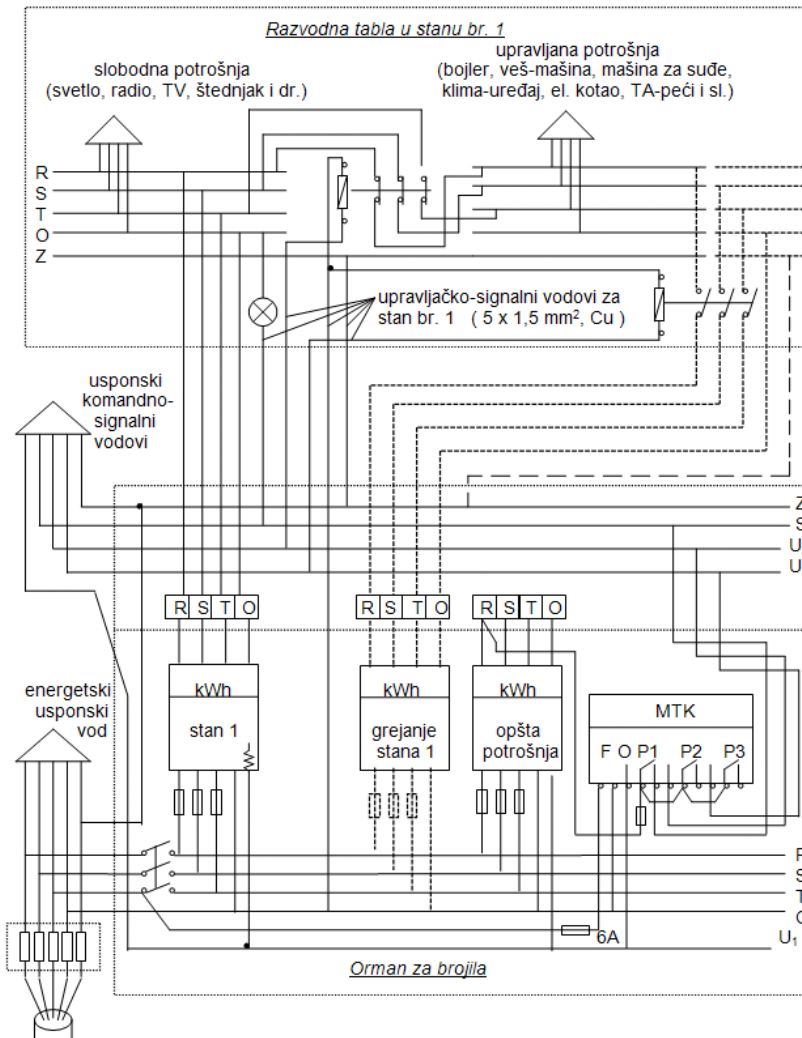
Zbog nepostojanja odgovarajućih prethodnih iskustava u EDB, onih prvih 35.000 prijemnika MTK bilo je bez tzv. predselekcije, pa oni nisu ni mogli da se koriste za funkciju upravljanja električnom snagom (bojlerima, TA pećima i dr.), [III.1].

Osim toga, jedan od razloga za izostanak šire primene sistema MTK u upravljanju opterećenjem možda leži i u činjenici da je i sa strane potrošača potrebno stvoriti određene tehničke preuslove. Naime, potrebno je da električne instalacije u njegovom objektu budu razdvojene, kako bi mu pojedina trošila mogla biti stalno raspoloživa, a druga sa mogućnošću daljinskog isključenja/uključenja (v. sliku III.1), [III.2].

Postoje dve varijante izvedbe takvih instalacija:

- a) sa posebnim brojilom (u sredini na sl. III.1) za daljinski upravljana termička trošila (DUT), u kom slučaju razdvajanje instalacija kreće od merno-razvodnog ormana (MRO), i
- b) bez zasebnog brojila, sa odgovarajućom, daljinski komandovanom bistabilnom sklopkom, u kom slučaju razdvajanje instalacija kreće od razvodne table u stanu/objektu potrošača.

Princip korišćenja DUT tarife može se sagledati sa slike III.1; izlazni kontakti prijemnika MTK (P1, P2 i P3) koriste se za uključivanje i isključivanje termičkih uređaja (TU) kod potrošača, čime se ostvaruje upravljanje potrošnjom u distributivnoj mreži, [III.3].



Slika III.1 Šema veza prijemnika MTK u MRO, za slučaj upravljane potrošnje
/izvor: [III.1]/

III.1.1 Struktura sistema MTK

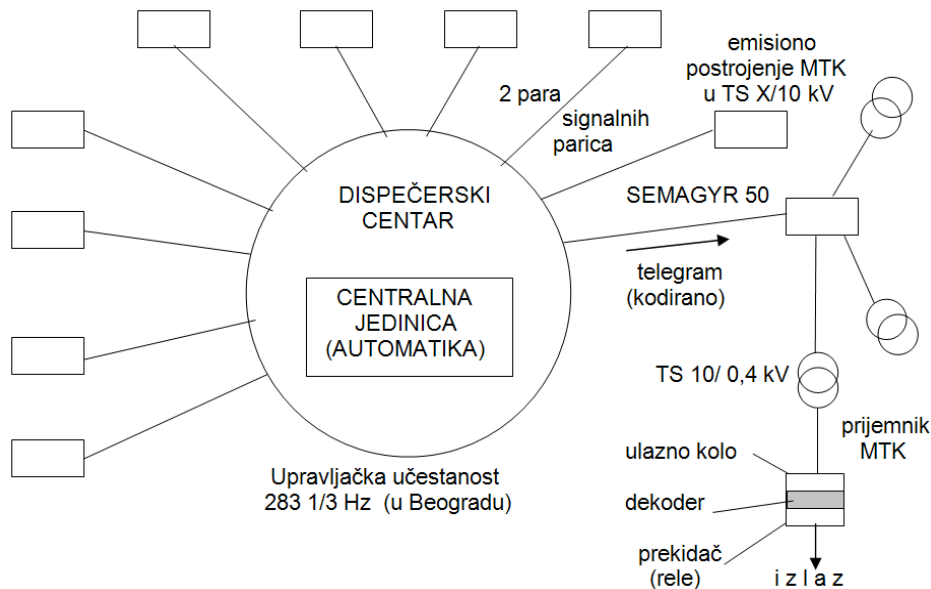
Sistem MTK, posmatran zasebno, sastoji se od pet komponenta (podistema):

- spojni (sprežni) filter,
- statički pretvarač,
- centralna ili lokalna (za slučaj nedostatka prenosnih puteva) emisiona automatika, sa kontrolno-upravljačkim uređajima,
- sistem vezâ centralne automatike u DC sa MTK postrojenjima u TS i
- prijemnici MTK kod potrošača.

Dakle, ceo sistem je dosta složen i skup. Iz tih razloga je intencija poslednjih godina u svetu da se ovaj sistem lagano napušta, a da njegove funkcije (promena tarifnog stava, upravljanje opterećenjem i dr.) preuzimaju savremena, mikroprocesorska, multifunkcionalna brojila električne energije i moderni sistemi upravljanja. MTK sistem, inače, sadrži:

- elektroenergetski deo,
- elektronske uređaje sistema žičnih veza i
- izvršne uređaje – prijemnike MTK.

Struktura i osnovne komponente sistema MTK prikazane su šematski, na slici III.2.

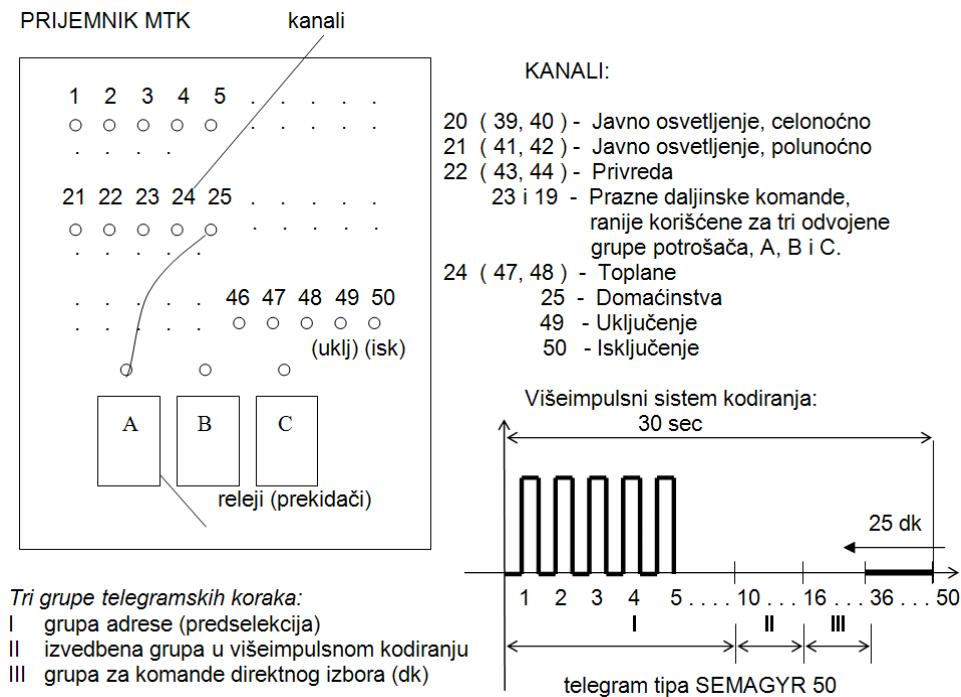


Slika III.2 Struktura i princip funkcionisanja sistema MTK /izvor: [III.3]/

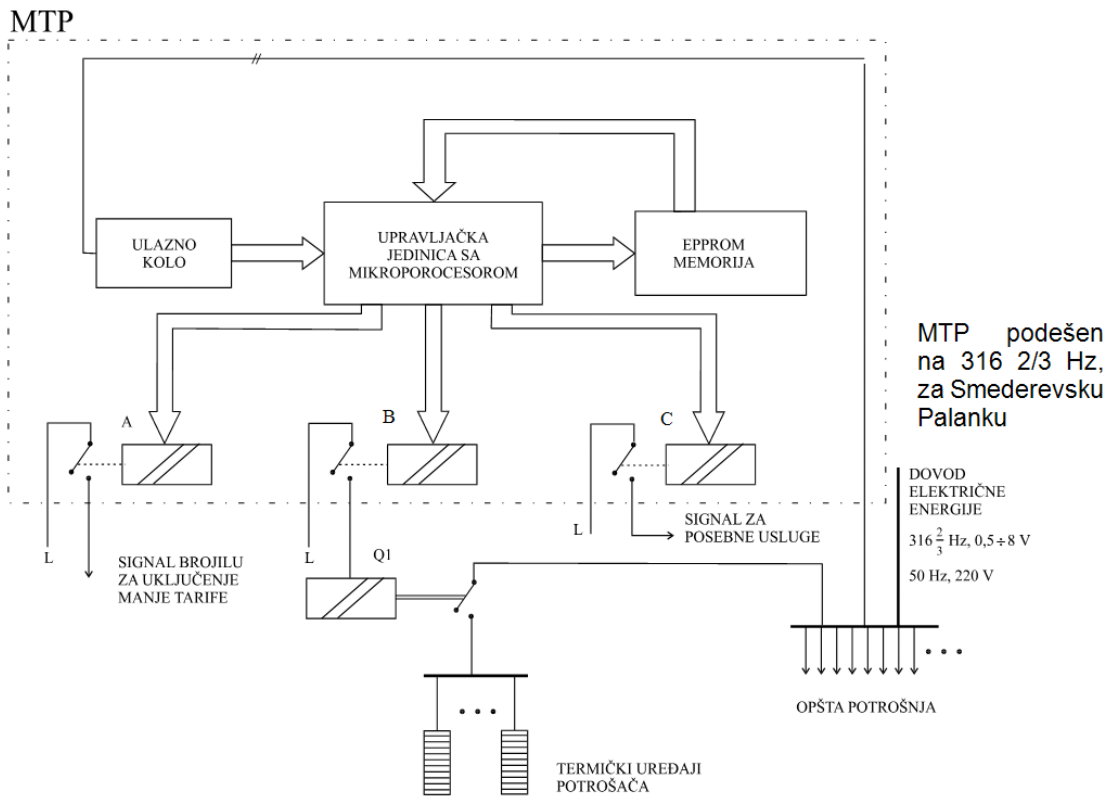
III.1.2 Princip funkcionisanja sistema MTK

Sušтина sistema MTK se sastoji u emisiji – putem same energetske mreže – kodiranih telegrama, tonske učestanosti (za razliku od industrijske učestanosti od 50 Hz, u samoj mreži). Struktura telegrama na području Beograda data je na slici III.3. Signal se oblikuje u kodirane poruke – telegrame, koji se generišu i šalju iz jednog emisijonog postrojenja centralne automatike (za utiskivanje signala MTK u energetska mrežu). Kao što je već napomenuto, odgovarajuća emisijona postrojenja za sistem MTK postoje i u TS X/10 kV, i to na strani 10 kV. Intencija je da se ona ubuduće instaliraju na strani napona 110 kV. Ona su ili povezana sa centralnom jedinicom TK vezama, ili poseduju sopstvenu, lokalnu emisijonu automatiku. Telegram se dalje prenosi putem srednjenaponske mreže, distributivnih TS 10/0,4 kV i mreže NN. Kod potrošača, telegrame primaju mrežno-tonfrekventni prijemnici (MTP = prijemnici MTK), postavljeni u merno-razvodne ormare (MRO). Izgled MTP ugrubo je prikazan takođe na slici III.3, a detaljna blok-šema na slici III.4. Prijemnici MTK dekodiraju potom ovaj telegram i izvršna komanda iz telegrama pokreće odgovarajući rele (prekidač) za promenu tarife. MTP je, shodno tome, modularan i sastoji se od: ulaznog kola, dekodera i releja (prekidača). MTP može imati i više releja (npr. MTP za javno osvetljenje ili MTP za upravljanje potrošnjom – v. sl. III.1 dole desno: MTK prijemnik sa 3 releja).

Princip rada prijemnika MTK (MTP) moguće je sagledati na osnovu slike III.4.



Slika III.3 Izgled prijemnika MTK i delovi kodiranog telegrama na području Beograda /izvor: [III.3]/



Slika III.4 Blok šema prijemnika MTK (MTP) za upravljanje opterećenjem /izvor: [III.3]/

Ukoliko se kôd dolaznog telegrama poklapa sa kôdom upisanim u memoriji MTP, MTP će promeniti položaj kontakata jednog od bistabilnih releja A, B ili C. Rele A se obično koristi za upućivanje brojilu signala za promenu sa manje na veću tarifu i obrnuto. Rele B se uglavnom koristi za uključivanje i isključivanje termičkih uređaja (TU) kod potrošača, a rele C za moguće dodatne usluge potrošačima (na primer buđenje), [III.3]. Za potrošače u višestambenim zgradama, rešenje sa slike III.4 se modifikuje tako, da se koristi samo jedan MTP i jedan kontaktor Q1, dimenzionisan za grupu potrošača. Time se ostvaruje ušteta u investiciji za merno-razvodni orman (MRO) i pojednostavljuje održavanje. Takođe, na taj način, ukupan broj potrošača uključenih u sistem MTK biva veći od broja MTP.

Kao što se poređenjem podataka sa slika III.2 i III.4 može primetiti, učestanosti na kojima se emituju signali MTK razlikuju se od konzumnog područja jednog elektrodistributivnog preduzeća (ED) do drugog. To je tako, zbog potrošača u rubnim područjima između susednih ED, čiji MTK prijemnici treba da „raspoznaju“ na telegram koje ED treba da reaguju.

III.1.3 Funkcionalnost, mogućnosti i pouzdanost MTK sistema

Osim osnovne funkcije promene tarifnog stava, sistem MTK daje široke mogućnosti upravljanja opterećenjem u elektrodistributivnoj mreži: komandovanje opterećenjem, upravljanje većim brojem tarifnih stavova, grupisanje potrošača u podgrupe sa pomerenim vremenom nastupanja doba niže tarife (NT) itd. Sistem MTK se može koristiti sa sledećim funkcijama, [III.1]:

- upravljanje tarifama kod prodaje električne energije,
- upravljanje električnom snagom i električnom energijom radi smanjenja jednovremenih vršnih opterećenja, u području primene, kao *najznačajnija funkcija*,
- upravljanje javnim osvetljenjem, svetlećim reklamama i semaforima,
- alarmiranje mobilnih službi,
- upravljanje pumpama u toplotnim podstanicama daljinskog (centralnog) grejanja,
- isključenje potrošača u slučaju potrebe i
- ostali specifični zadaci upravljanja.

Kao što se vidi sa slike III.2, prenos MTK signala, tj. napona od nekoliko volti, sa učestanošću od 283,33 Hz (u Beogradu) vrši se iz emisionog postrojenja u DC, zatim preko električnih vodova i energetske transformatora, sve do prijemnikâ MTK koji vrše uključivanje ili isključenje raznih tarifa, napona i sl. Jedan MTK prijemnik dovoljan je za sva brojila (do 20-tak) u jednom MRO kolektivnog stanovanja, radi obavljanja promene tarifnog stava i drugih funkcija. Moguće je fiksno i promenljivo programiranje godišnjih, mesečnih, sedmičnih i dnevnih programa upravljanja opterećenjem, kao i

onih posebnih, individualnih, prema potrebi. Promene programâ se izvršavaju vrlo brzo i vrši se samo na jednom centralnome mestu, preko centralne upravljačko-nadzorne jedinice u DC.

Iskustvo EDB pokazuje da je najviše ispada sistema MTK bilo zbog prenosnih puteva, tj. zbog prekida vezâ između centralno-upravljačkih uređaja i emisionih postrojenja u TS. Po učestalosti potom slede reklamacije potrošača na rad MTK prijemnikâ, a zatim ispadi pojedinačnih elemenata MTK opreme. I pored toga, i uz svega dve havarije – jedne veće i jedne manje – komponenti sistema MTK instaliranih u TS 110/35 kV „Beograd VI“ i 110/35/10 kV „Sremčica“, ipak se može zaključiti da je, u tehničkom pogledu, ovaj sistem upravljanja u celini, radio u zadovoljavajućoj meri sigurno i pouzdano, [III.1].

III.1.4 Pitanje ekonomske isplativosti MTK sistema

Iz navedenih mogućnosti vidi se da je tehnički podsistem upravljanja MTK vrlo upotrebljiv i ekonomski isplativ, ukoliko se koriste bar one njegove najvažnije funkcije. Međutim, na području EDB, sticajem raznih okolnosti – u [III.1] se kao primaran razlog navodi neposlovnost! – najvažnija funkcija upravljačkog podsistema MTK – upravljanje opterećenjem potrošača, nije realizovana, osim kod minornog broja potrošača na eksperimentalnim područjima (Neimar, Višnjička banja i dr.). Čak ni tim potrošačima, zaseban signal za promenu tarife i korišćenje one najpovoljnije, DUT, nije slat u vreme kada je to za EDB najpotrebnije (u situacijama velikog vršnog opterećenja). To je, naime, i normativno bilo predviđeno kao mogućnost, Opštim uslovima za isporuku električne energije i Tarifnim sistemom za prodaju električne energije. Signal za DUT je slat i još uvek se u EDB šalje samo u isto vreme kada i onaj za uobičajenu, nižu tarifu. Posledično, ni ti potrošači, obuhvaćeni eksperimentalnim programom DUT, nisu, niti uživaju povlastice koje im Tarifni sistem [III.5] nudi, u slučajevima eventualnih vanrednih isključenja pojedinih njihovih trošila tj. dela instalacije. Korišćenje skupog i komplikovanog MTK sistema u EDB se, dakle, svelo na promene tarifa kod potrošača električne energije i uključivanje/isključivanje većine objekata javnog osvetljenja.

Krajem osamdesetih i početkom devedesetih godina XX veka, bilo je, doduše, nastojanja i prvih rezultata razvoja MTK sistema u tri pravca, [III.1]:

- 1) da se počne sa upravljanjem električnom snagom kod potrošača, i to prvenstveno termo-akumulacionim (TA) pećima za grejanje i bojlerima,
- 2) da se podsistem MTK uključi funkcionalno u sistem dispečerskog upravljanja i
- 3) da se nova postrojenja MTK grade za napon 110 kV.

Ovi poslovi, međutim, odvijali su se vrlo i čak neshvatljivo sporo, da bi potpuno stali u periodu raspada Jugoslavije i uvođenja sankcija Srbiji. Jedina funkcija koja se donekle može smatrati uspešno primenjenom, a da ima kakav-takav uticaj na oblikovanje opterećenja, jeste činjenica da se MTK sistem, posle nekog vremena, počeo da koristi i za upravljanje pumpama u podstanicama daljinskoga grejanja, [III.1].

Sa druge strane, MTK sistem EDB je postao jedan od najvećih u Evropi, [III.1]. Do sredine devedestih godina XX veka on je već bio obuhvatio:

- 11 emisionih postrojenja MTK ugrađenih u TS 110/35 kV,
- 14 emisionih postrojenja MTK ugrađenih u TS 110/10 kV,
- centralni upravljačko-nadzorni uređaj na koji je povezano 19 MTK postrojenja, dok ostalih šest, zbog nepostojanja prenosnih vezâ, rade sa lokalnim automatikama,
- Oko 140.000 MTK prijemnika, pre svega za upravljanje tarifama, koji su ugrađeni u merno-razvodne ormane (MRO) sa dvotarifnim brojilima za napajanje oko 400.000 potrošača priključenih na niskonaponsku (NN) mrežu i sa mernim grupama velikih i industrijskih potrošača.

Detaljnije *post festum* tehno-ekonomske analize isplativosti uvođenja i razvijanja jednog ovako skupog sistema, u EDB nisu rađene. Zbog nekorišćenja najvažnije i najisplativije funkcije MTK sistema, jedino se dâ naslutiti da – po svoj prilici – njegovo uvođenje ekonomski nije bilo opravdano, [III.1]. Da stvar bude gora, nije se prešlo na planirano, ekonomičnije, utiskivanje signala na strani 110 kV, a za sve nove TS VN/SN u EDB se i dalje planira, projektuje i nabavlja oprema za ovaj sistem. Nasuprot tome, pak, stoji činjenica da su neke zemlje u okruženju već prihvatile evropske direktive o postepenom gašenju sistema MTK i njegovoj zameni sistemima oslonjenim na savremene uređaje za obračunsko merenje, opisanim u prethodnom Poglavlju, II.

S obzirom da je izvesno da će u Srbiji i Beogradu MTK sistem funkcionisati još barem nekoliko decenija, treba što pre pristupiti njegovom većem korišćenju za upravljanje opterećenjem, kako bi se njegova primena koliko-toliko i ekonomski opravdala, makar i sa (višedecenijskom) zadržskom.

III.1.5 Ostvareni rezultati i dalje mogućnosti korišćenja sistema MTK za upravljanje opterećenjem

III.1.5.1 Primenjeni programi i njihovi rezultati

Upravljanje opterećenjem pomoću sistema MTK u EDB je, kako je već pomenuto, realizovano samo kroz nekoliko pilot-projekata, na eksperimentalnim područjima. Njima je obuhvaćeno svega nekoliko desetina potrošača koji se greju na električnu energiju. Sistem MTK nije u dovoljnoj meri bio tehnički i funkcionalno sinhronizovan sa sistemom dispečerskog upravljanja, [III.1], pa je i to možda razlog za nedovoljno iskorišćenje ove njegove funkcije i mogućnosti.

Početak devedesetih godina XX veka, u EDB je, na osnovu Elaborata *Upravljanje potrošnjom električne energije pomoću podsistema MTK na eksperimentalnim rejonima EDB*, ostvareno upravljanje opterećenjem kod jednog broja domaćinstava koja se greju na električnu energiju. Ukupno instalisana snaga kojom se upravlja iznosi oko 3 MW. To je, u poređenju sa zimskim vršnim opterećenjem konzuma od preko 1600-1700 MW,

zanemarljiv iznos. Međutim, stečeno je pozitivno iskustvo, kako sa tehničke strane, tako i sa komercijalne i organizacione, [III.1]. Ta iskustva su poslužila za izradu Projektnog zadatka za Studiju *Upravljanje opterećenjem i potrošnjom električne energije u ED preduzećima Elektroprivrede Srbije*. Obradivači ove Studije bili su stručnjaci Elektrotehničkog instituta „Nikola Tesla“ iz Beograda i Fakultet tehničkih nauka iz Novog Sada. Praktična realizacija konkretnih programa je, međutim, izostala.

Bilo je samo retkih, zasebnih i uspešnih, ali nažalost – jednokratnih, programâ korišćenja sistema MTK za upravljanje opterećenjem i za „peglanje“ dnevnog dijagrama opterećenja konzuma ED. Jedan takav je realizovan u zimskoj sezoni 1994/95. Po prvi put je sistem MTK u EDB iskorišćen za upravljanje, posredno preko tarifa, električnom snagom kod oko 20.000 potrošača (u oko 100 rejona TS 10/0,4 kV), diljem konzumnog područja EDB, [III.1]. Naime, poznato je da se još uvek veliki broj potrošača greje električnom energijom, i da se najviše trošilâ, pre svega za grejanje, uključuje u vreme nastupanja nižeg tarifnog stava. Stoga su za ovaj program odabrane one TS 10/0,4 kV koje napajaju pretežno rejone sa potrošačima koji se greju električnom energijom, jer se s pravom očekivalo da će upravo te TS biti kritično opterećene. Svi potrošači u odabranim trafo-rejonima su podeljeni u tri grupe (A, B i C), i pisanim putem su obavešteni o različitim vremenima nastupanja viših i nižih dnevnih tarifnih stavova. Podela potrošača po navedenim grupama izvršena je i po NN vodovima. Od Elektroprivrede Srbije (EPS) je zatražena i dobijena saglasnost na pomeranje periodâ korišćenja viših i nižih dnevnih tarifnih stavova, u odnosu na regulativom predviđene. Svaka od grupâ je, dakle, imala različito vreme nastupanja i okončanja nižeg dnevnog tarifnog stava, dok je dužina trajanja perioda ostala nepromenjena. S obzirom da je moguć veoma veliki broj različitih komandi MTK, lako ostvarivo je bilo upravljati potrebnim brojem MTK prijemnika, po tako formiranim grupama. Naravno, i oni su bili preprogramirani, da mogu da reaguju na komandu (telegram) koji odgovara njihovoj grupi.

Postignuti rezultati sprovedenog, opisanog programa bili su više nego uočljivi. Za izabrane TS, dnevni dijagram opterećenja postao je dosta izravnat (bez oštrih vrhova), u poređenju sa prethodnom grejnom sezonom, što je i bio cilj, [III.1]. Izabrane TS i iz njih napojeni NN vodovi radili su te zimske sezone uglavnom bez preopterećenjâ i ispadâ. Međutim, umesto da ovakva praksa zaživi i program se proširi na nove trafo-rejone, već naredne sezone se od njega odustalo. Razlozi za to su potpuno nedokučivi, tim pre što je ceo poduhvat iz 1994/95. bio dobro pripremljen, organizovan i uspešno sproveden, dajući željene rezultate, [III.1].

Pripreme za još jedan ovakav program bile su otpočele tokom 2001, u okviru priprema za narednu zimsku sezonu, ali se od te namere odustalo, takođe iz potpuno neobjašnjivih razloga. Moguće da je razlog tome bilo konačno stupanje na snagu novog, restriktivnog Tarifnog sistema (aprila 2001.) i da se smatralo da će ionako doći do značajnog smanjenja vršnog opterećenja u zimu 2001/02, što se i obistinilo. Bez obzira na to, ovakav, nemanan odnos prema tehničkim mogućnostima jednog sistema je još

manje shvatljiv, kada se zna (i kada se potvrdilo) da upravljanje opterećenjem može znatno da relaksira elektroenergetski sistem, snižavajući vršna opterećenja. Time bi se na duži rok odložile investicije u kapitalne objekte, a svakom ko se imalo bavio planiranjem i tehno-ekonomskim analizama, jasno je kolike uštede to donosi i povećava ukupnu efikasnost poslovanja.

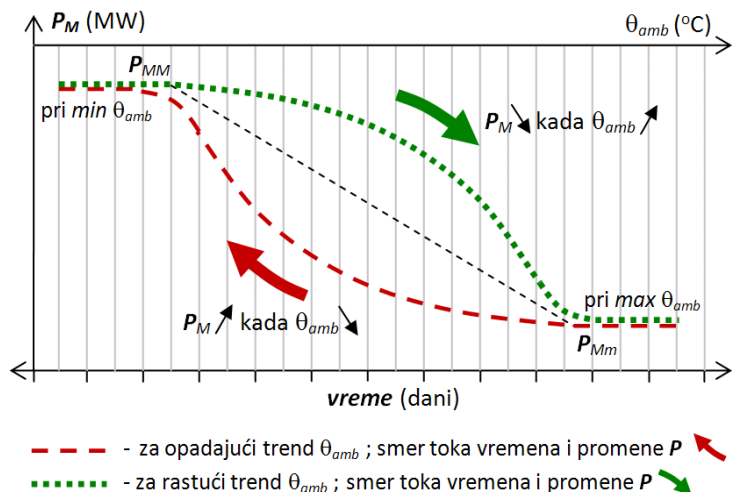
III.1.5.2 *Dalje mogućnosti i perspektive primene sistema MTK za upravljanje opterećenjem*

Mogućnosti dalje primene sistema MTK za upravljanje opterećenjem, oblikovanje dijagrama opterećenja i smanjenje vršne snage, istražene su u [III.4]. U tom radu su simulirane i analizirane tri varijante – prva je podela potrošača sa električnim grejanjem u tri grupe (kao što je to bio iskustveno potvrđeni slučaj, opisan u prethodnom potpoglavlju), u svega dve, i u čak četiri grupe. Podvarijante su sa različitom dužinom vremena pomeraja. Najzanimljiviji rezultati iz [III.4] su dati u nastavku.

Radi sagledavanja energetske efekata koje je u prvoj zimskoj sezoni nakon donošenja, aprila 2001, ostvario novi, restriktivni Tarifni sistem za prodaju električne energije u Srbiji, u [III.4] su najpre upoređene dnevno utrošene količine električne energije i iznosi vršne snage za 11, 12, 1. i 2. mesec 2000/2001. i 2001/2002. godine. Utvrđene su i linearne zavisnosti dnevno utrošene električne energije i vršne snage od srednje dnevne temperature, za razmatrane periode, i međusobno su upoređene. Na kraju [III.4] je posebno analiziran pomenuti uticaj nejednovernosti periodâ niže tarife i dati su odgovarajući zaključci.

U apsolutnim iznosima, i utrošena električna energija i vršna snaga konzuma EDB bile su nešto veće 2000/01. nego 2001/02. To povećanje je, međutim, ostvareno pod nepovoljnijim meteorološkim uslovima (pri oko 3 °C nižoj srednjoj dnevnoj temperaturi) i sa novim potrošačima priključenim na mrežu. Da bi rezultati bili uporedivi, ulazni podaci su morali biti svedeni na iste uslove, [III.4].

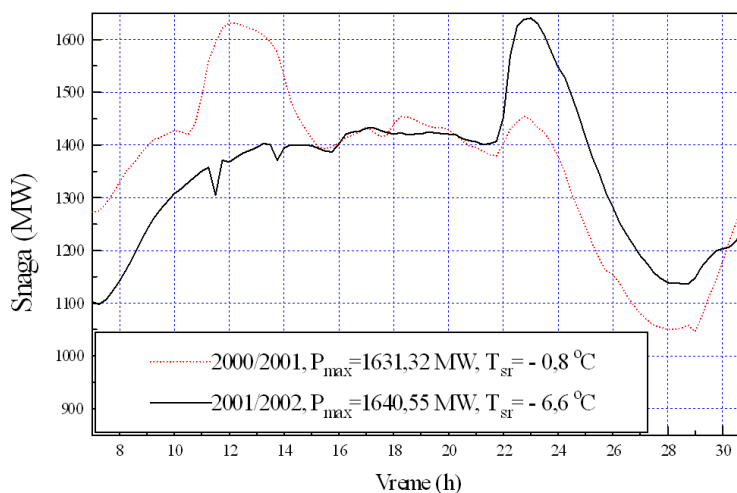
Pokazano je da su utrošena električna energija i snaga linearno opadajuće funkcije temperature, s tim da pri visokim i niskim temperaturama dolazi do zasićenja. Naime, pri visokim temperaturama, kada prestaje potreba za grejanjem stanova, linearno opadajuća zavisnost prestaje i prelazi u horizontalnu, zbog isključenja svih uređaja za grejanje. Takođe, sa opadanjem temperature ispod određene vrednosti, linearno rastuća funkcija prelazi u horizontalnu, koja se objašnjava uključenjem svih uređaja za grejanje stanova, tako da dalje sniženje temperature ne dovodi do daljeg povećanja energije i snage, [III.4]. Osim toga, postoji i efekat toplotne inercije zgradâ, zbog koga rast vršne snage P_M zaostaje za padom spoljašnje temperature, θ_{amb} , i obrnuto – pad vrednosti vršne snage zaostaje za rastom spoljašnje temperature. Stoga zavisnost odstupa od linearne. Svi ovi efekti su ugrubo ilustrovani graficima na slici III.5. Za potrebe analize prikazane u [III.4] uvažen je samo efekat linearne zavisnosti utrošene energije i vršne snage od srednje dnevne temperature, bez efekata zasićenja i toplotne inercije zgradâ.



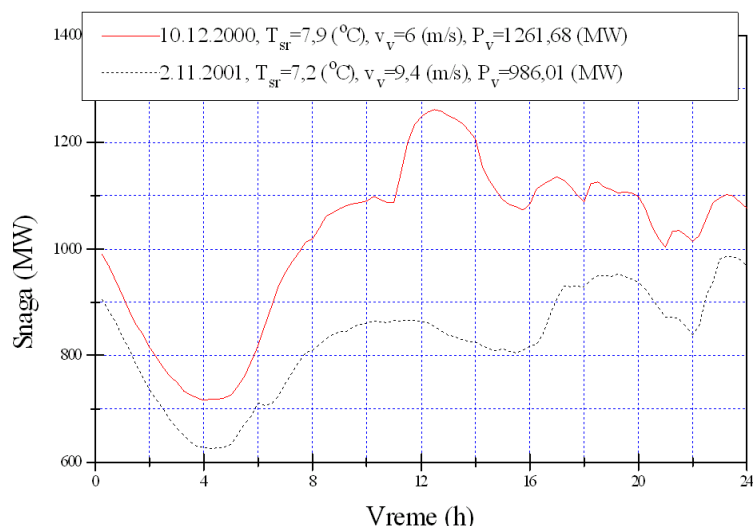
Slika III.5 Uređeni dijagram promene dnevne vršne snage u zavisnosti od trenda spoljne temperature, θ_{amb}

Radi korektnosti, u razmatranje su uzeti dani bez redukcijâ potrošnje. Grafički su prikazani odgovarajući rezultati. Za obe razmatrane veličine (energiju W i snagu P_M) određeni su empirijski obrasci zavisnosti od θ_{amb} , za obe zimske sezone. U [III.4] je potom urađena korekcija ovih empirijskih obrazaca, oduzimanjem procenjenog uticaja novopriključenih potrošača na iznos utrošene energije i vrednost vršne snage. Na osnovu tih korigovanih obrazaca sračunate su uštede energije i snage usled radikalnih izmenâ Tarifnog sistema, uz svođenje na iste ambijentalne uslove.

Grafici na slikama III.6 i III.7 ilustruju uticaj izmenjenog tarifiranja na ponašanje potrošača i, posledično, na preoblikovanje hronološkog, dnevnog dijagrama opterećenja. Imajući u vidu kako je izmenjena struktura tarifa (zone prema potrošnji, stepenovana angažovana snaga), efekti su slični onima kod scenarijâ A, B i C dinamičkog tarifiranja, detaljno opisanih u [II.1].



Slika III.6 Dnevni dijagrami opterećenja pri godišnjem vršnom opterećenju /izvor: sl. 9 iz [III.4]/



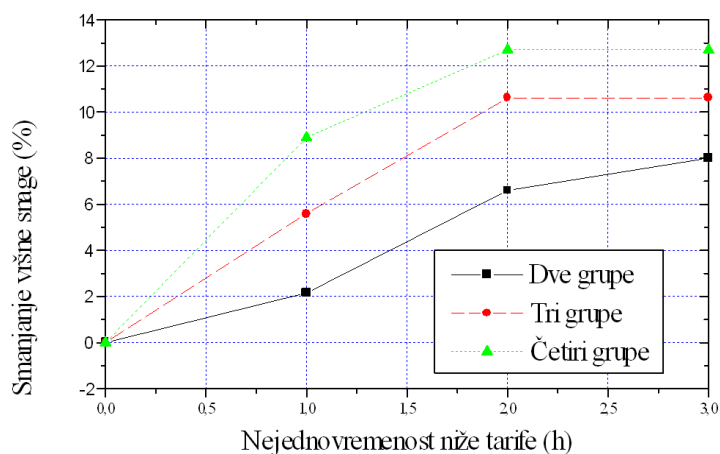
Slika III.7 Dnevni dijagrami opterećenja, pri sličnoj temperaturi
/izvor: slika 10 iz [III.4]/

Na slikama III.6 i III.7 je evidentno odsecanje vršnog opterećenja zbog ukidanja popodnevnog nižeg tarifnog stava. Pritom je i ceo dijagram sa slike III.7 transliran naniže, zbog poskupljenja električne energije i uvođenja zonalnog tarifiranja, restriktivno prema količini utrošene električne energije. To je, kod značajnog broja potrošača, očigledno izazvalo preorijentisanje na druge energente za grejanje i generalni pad opterećenja. Taj efekat nije uočljiv na grafiku III.6, jer je reč o danima vršnoga godišnjeg opterećenja. Ono što na grafiku III.6 jeste veoma uočljivo i karakteristično, jeste veliki porast i snage i utrošene energije u jedinom preostalom, noćnom periodu niže tarife. Na grafiku III.6 je, dakle, jasan efekat pomeranja (*shift*) vršnog opterećenja sa ranog popodneva u 2000/01. na ponoćne sate 2001/02. Ujedno, ovo opterećenje očigledno potiče od termo-akumulacionih (TA) peći i akumulacionih bojlera. Stoga taj deo grafika na slici III.6, tj. razlika u snazi za grafike iz 2001/02. i 2000/01, u vremenu od 23 h do 5 h ujutro, može da posluži za procenu tada raspoloživih kapaciteta za upravljanje opterećenjem. Naravno da je prethodno potrebno uraditi korekciju vrednosti sa ovih grafika, svodenjem na iste ambijentalne uslove, jer je u ta dva razmatrana dana razlika srednje dnevne temperature bila gotovo 6 °C.

U [III.4] je ukazano i na problem zbog odluke EPS da period niže tarife za sve potrošače u okviru istog elektrodistributivnog preduzeća bude jednovremen. Na nivou Srbije, „Elektrovojvodina“, EDB i ostale ED formiraju tri grupe sa pomeranim nastupanjem vremena niže tarife, za po sat vremena, u periodu od 22 do 24 h. Stoga je dijagram opterećenja celoga konzuma EPS sa ublaženim vrhovima, što ne važi za pojedinačne ED. Naime, zbog velikog udela domaćinstava u ukupnom broju potrošača i jednovremenog perioda niže tarife, u EDB se, npr, u zimskom periodu, ima veoma strm vrh dnevnog dijagrama opterećenja, usled velike jednovremenosti uključivanja TA peći i drugih većih potrošača u vreme početka niže tarife. U [III.4] je stoga simulirano, pod pretpostavkom identičnog ponašanja potrošača, kakvi bi se efekti imali i unutar svake

ED kada bi bilo omogućeno pomeranje vremena korišćenja niže tarife, po grupama, slično onom koje se već imalo u EDB u zimu 1994/95. (v. prethodno potpoglavlje).

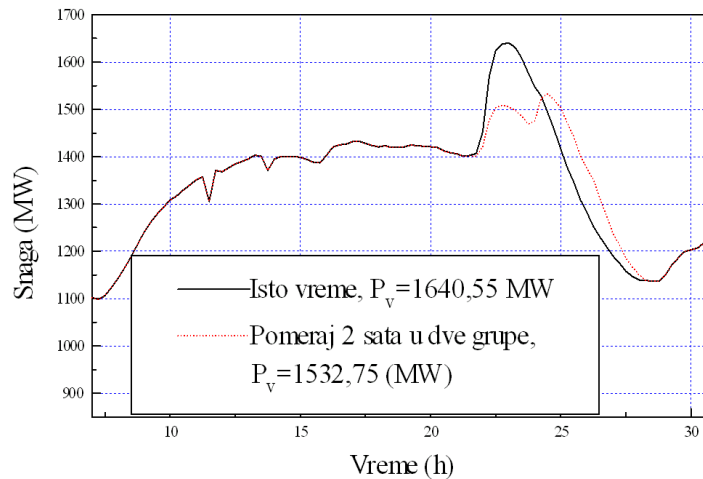
Simulacija je u [III.4] urađena na sledeći način: večernji vrh je izdvojen iz dnevnog dijagrama opterećenja, podeljen na željeni broj delova (grupâ), svaki od delova vremenski pomeren za određeni broj sati i dodat dnevnom dijagramu bez večernjeg vrha. U [III.4] je to urađeno uz podelu večernjeg vrha na dva, tri i četiri dela, uz njihov vremenski pomeraj od jednog, dva i tri sata. U [III.4] su grafički prikazana preoblikovanja dnevnih dijagrama opterećenja pri podeli konzuma na dve grupe i pri vremenskom pomeraju od 1, 2 i 3 sata, respektivno, i pri podeli konzuma na tri grupe i pri vremenskom pomeraju od 1, 2 i 3 sata. Ovde su, na slici III.8 prikazani rezultati smanjenja vršne snage, za sve razmatrane kombinacije broja grupâ i različite dužine vremenskog pomeraja nastupanja niže tarife.



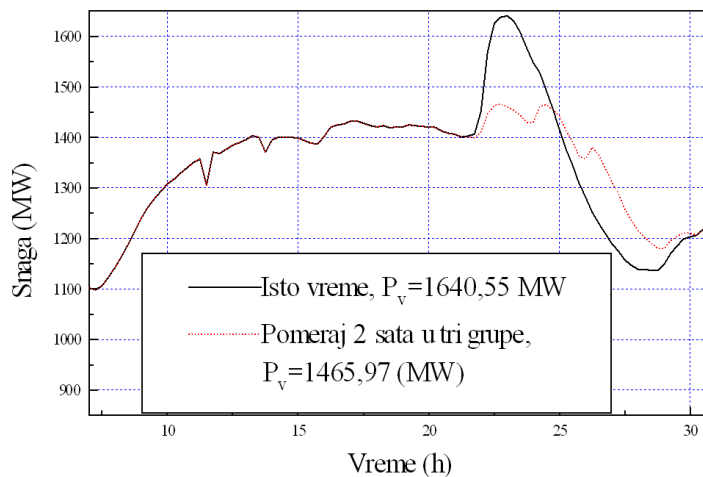
Slika III.8 Moguće smanjenje vršne snage podelom konzuma EDB na više grupa, uz upravljanje promenama tarife pomoću sistema MTK /izvor: sl. 17 iz [III.4]/

Sa slike III.8 se vidi da bi pomeranje perioda niže tarife u tri grupe za po jedan sat, što dopušta Tarifni sistem iz 2001, kao i trenutno aktuelni [III.5], odnosno Metodologija [III.6], dovelo u EDB, do smanjenja vršne snage za 5,6%. Pomeranje perioda niže tarife u 2 grupe za 2 sata, što takođe dopušta važeća regulativa, dovelo bi u EDB, do smanjenja vršne snage za 6,6%. Veći efekti (10,6 ÷ 12,7%) bi se mogli dobiti uz fleksibilniju izmenu regulative po pitanju mogućeg vremena nastupanja niže tarife (sada je to striktno 23 ± 1 h, i to po ED, ali ne i unutar njih).

U [III.4] je pokazano da se maksimalan pozitivan efekat vremenskog pomeranja niže tarife ima u slučajevima u kojima to pomeranje iznosi 2 sata. Vremenski pomeraj veći od 2 sata nema dalji pozitivan efekat. Takav efekat se, pak, može ostvariti podelom potrošača na više grupa. Stoga su ovde iz [III.4] preuzeti samo grafici (v. sl. III.9 i III.10), koji prikazuju dva karakteristična slučaja, sa efektima koji se imaju usled podele u dve i tri grupe, sa međusobnim pomeranjem nastupanja niže tarife od po dva sata.



Slika III.9 Uticaj pomeranja perioda niže tarife za dva sata pri podeli konzuma u dve grupe /izvor: [III.4]/



Slika III.10 Uticaj pomeranja perioda niže tarife za dva sata pri podeli konzuma u tri grupe /izvor: [III.4]/

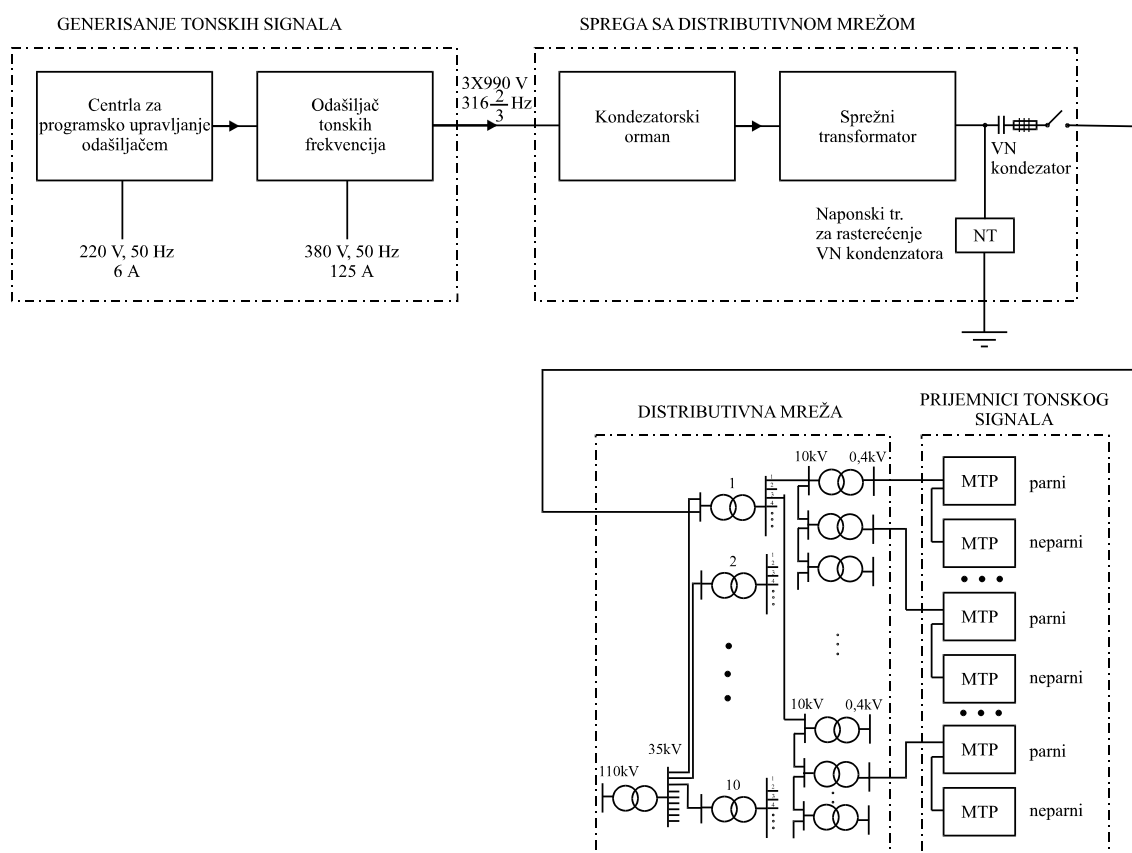
III.2 Iskustvo ostalih elektrodistribucija u Srbiji u upravljanju opterećenjem pomoću MTK

Ni ostala preduzeća za elektrodistribuciju u Srbiji nisu u dovoljnoj meri iskoristila mogućnosti sistema MTK za upravljanje opterećenjem. Doduše, neka su – pre nego li EDB – makar počela da primenjuju postrojenja MTK na naponskom nivou 110 kV. Prvo emisiono postrojenje ovoga tipa je u Kruševcu izgradila ED „Elektrosrbija – Kraljevo“, a drugo u Čačku, [III.1].

III.2.1 Primer grupisanja potrošača i izbora adresnih područja u Smederevskoj Palanci

Jedan od realizovanih primera upravljanja potrošnjom pomoću MTK sistema je onaj iz Smederevske Palanke, [III.3]. Tamo je izvršeno grupisanje potrošača i izbor adresnih područja. Slično optimalnom predlogu iz [III.4], grupisanje potrošača u Smederevskoj

Palanci je izvršeno po tzv. adresnim područjima, i to u dve grupe (parni i neparni kućni brojevi). Ono je prikazano na slici III.11. U Smederevskoj Palanci je snaga signala na izlazu iz odašiljača tonskih frekvencija 80 kVA, sa naponom od 3×990 V i frekvencijom $316 \frac{2}{3}$ Hz. Kodirana poruka – telegram koji se šalje ka MTP formira se prema standardu francuske elektrodistribucije, tip CDC/EDF. Različiti primeri telegrama tipa CDC/EDF dati su na slici III.12. Primenjeni telegram CDC/EDF ima ukupno trajanje od 102.250 ms. Startni impuls traje 1000 ms sa pauzom do sledećeg impulsa od 2700 ms. Ostatak telegrama se sastoji od 40 impulsa trajanja 1000 ms sa pauzama između impulsa od 1500 ms. Kombinacija nivoa (0 ili 1) ovih 40 impulsa (kôd signala) poredi se sa zapisom u memoriji MTP (kod prijemnika). Ukoliko su kôd signala i kôd prijemnika identični, doći će do promene položaja kontakata izlaznih releja MTP. Odabrano je da prvih 16 impulsa predstavljaju impulse predselekcije. Impulsi 7 do 16, ukupno 10 impulsa, pridružuju se redom konkretnim TS 35/10 kV u Smederevskoj Palanci (slika III.11). Ako je nivo nekog od ovih signala 1, MTP svih (NN) potrošača koji se napajaju iz pridružene TS 35/10 kV neće reagovati na ostatak telegrama. Zbog navedene osobine impulsi od 7 do 16 nazivaju se i impulsima zabrane. (v. sliku III.12).



Slika III.11 Blok-šema sistema mrežne ton-frekventne komande (MTK) u Smederevskoj Palanci, sa načinom razvrstavanja potrošača u dve grupe (prema parnim i neparnim kućnim brojevima)

IMPULSI PREDSELEKCIJE																IMPULSI IZVRŠNIH KOMANDI																								
IMPULSI IZVODA						IMPULSI ZABRANE										TARIFA				TERMIKA				OSVETLJENJE				REZERVA												
						TS 35/10kV br...										MT-1		MT-2		PARNI		NEPARNI		OSTALO		REKLAME		ULIČNO												
																UG. MT-3		50%		50%																				
																UKLJ.	ISKLJ.	UKLJ.	ISKLJ.	UKLJ.	ISKLJ.	UKLJ.	ISKLJ.	UKLJ.	ISKLJ.	UKLJ.	ISKLJ.	UKLJ.	ISKLJ.	UKLJ.	ISKLJ.	UKLJ.	ISKLJ.	UKLJ.	ISKLJ.	UKLJ.	ISKLJ.	UKLJ.	ISKLJ.	UKLJ.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	
Telegram 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Telegram 2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Telegram 3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40

Slika III.12 Primeri kodiranih poruka – telegrama signala MTK, tipa CDC/EDF
/izvor: [III.3]/

Niz impulsa od 1 do 6 formira se tako da samo dva impulsa mogu imati nivo 1, što ukupno čini 15 mogućih kombinacija. Svakom 10 kV izvodu iz TS 35/10 kV pridružuje se jedna od ovih kombinacija. MTP potrošača koji se napajaju sa nekog izvoda reagovace na ostatak telegrama samo ako su primili kombinaciju impulsa pridruženu tom izvodu. Na primer, ako prvi i drugi impuls imaju nivo 1, MTP svih potrošača priključenih na 10 kV izvode označene brojem 1 u bilo kojoj TS 35/10 kV - reagovace na ostatak telegrama. Impulse 1 do 6 stoga nazivamo impulsima izvodâ.

Impulsi od 17 do 40 predstavljaju impulse izvršnih komandi, tj. one impulse koji mogu izazvati promenu položaja kontakata izlaznih releja MTP. Impulsi od 17 do 20 služe za promenu tarife i to, impulsi 19 i 20 služe za uključivanje, odnosno isključivanje manje tarife kod kategorije "domaćinstva" a impulsi 17 i 18 za ostale potrošače.

Na napred opisani način, u Smederevskoj Palanci je izbor adresnih područja (kodiranje MTP) usklađen sa šemom distributivne mreže, a potrošači su ravnomerno podeljeni na parne i neparne.

Na slici III.12 prikazano je nekoliko primera telegrama različite namene. Telegram broj 1 je jedan od onih koji služi za komandovanje upravljanom potrošnjom, DUT, i isključuje termičke uređaje svih neparanih potrošača koji se napajaju iz prvog 10 kV izvoda TS 35/10 kV broj 2 (slika III.11). Telegram broj 2 uključuje manju tarifu i DUT za parne potrošače na celom konzumu. Telegramom broj 3 vrši se zamena parnih i neparanih potrošača pola sata kasnije.

Impulsi 27 do 32 služe za upravljanje javnim osvetljenjem. Impulsi 27 i 28 se koriste za uključivanje, odnosno isključivanje svetlećih reklama, a impulsi 29, 30 i 31, 32 za uključivanje po 50% uličnog svetla. Impulsi od 33 do 40 su u parovima rezervisani za uključivanje i isključivanje prekidača u distributivnoj mreži, i za druge namene.

U samom telegramu (v. sl. III.12) u Smederevskoj palanci, impulsi od 21 do 26 koriste se za upravljanje termičkih uređaja (TU) potrošača sa daljinskim upravljanjem i posebnim merenjem (DUT), odnosno za uključivanje kontaktora Q1 sa slike III.1. Svi potrošači su svrstani u dve kategorije, saglasno svom kućnom broju - u parne i neparne.

Impuls 21 (ako ima nivo 1) uključuje TU parnih potrošača, a impuls 23 neparnih potrošača. Impulsi 22 i 24 isključuju TU parnih i neparnih potrošača, respektivno. Impulsi 25 i 26 služe za uključenje, odnosno isključenje TU potrošača koji koriste DUT, a imaju snažne TU (rešenje uslovljeno pojedinim firmama radi upravljanja TU velikih snaga).

Ovde treba napomenuti da u električnim instalacijama kod kupaca nije neophodno uslovljavanje koji aparati se mogu smatrati termičkim uređajima (TU); kupci na deo instalacije rezervisan za TU mogu da priključe bilo koji aparat ukoliko im uslovi isporuke energije za njegovo korišćene odgovaraju (pegle, veš mašine, razne grejalice i bojlere itd.). Sem uštede u ceni električne energije, potrošači dosta vrednuju i komoditet koji dobijaju ako se greju na TA peći korišćenjem DUT.

Međutim, slično Beogradu, i u ostalom delu Srbije (bez KiM) mogućnosti upravljanja TU, izuzetno slabo su iskorišćene. Tako je stanje korišćenja DUT tarife na dan 31.12.2013. bilo sledeće:

- u “Elektrovojvodini” je svega 151 kupac imao DUT (0,181‰ u odnosu na ukupan broj domaćinstava tj. 0,162‰ u odnosu na broj kupaca priključenih na niski napon);
- u “Elektrosrbiji”: 384 kupaca sa DUT (0,447‰ tj. 0,403‰);
- u terotorijalno najmanjem “Centru”, najveći broj kupaca, njih 4006, koristi DUT, pa je njihov udeo u ukupnom broju, iako nedovoljan, osetno veći: 1,531% tj. 1,396%;
- “Jugoistok” uopšte nema kupce sa DUT.
- Na nivou cele Srbije (bez KiM) kupaca sa DUT je 4.831, što predstavlja 1,49‰ domaćinstava tj. 1,33‰ svih kupaca priključenih na niski napon.

III.2.2 Mogućnosti korišćenja MTK sistema

Upravljanje promenom tarife. Vidimo da se promena sa niže na višu tarifu i obrnuto obavlja slanjem MTK signala istovremeno na celom području neke ED. Jednostavno se, i po potrebi, mogu menjati vremena promene tarife i nema nekontrolisanih rasipanja ovih vremenâ kod potrošača, kao što je to slučaj kod uklopnih satova. U periodu razvoja MTK sistema, uklopni satovi su se sve redje ugrađivali. Pojavom savremenih mikroprocesorskih brojlara, pak, sa ugrađenim astronomskim časovnikom i integrisanom funkcijom uklopnog uređaja, trend se obrnuo; skup i glomazan koncept MTK se polako napušta, a sve više primenjuju sofisticiraniji koncepti, opisani u Poglavlju II tj. u [II.1]÷ [II.23].

Upravljanje javnom rasvetom. Kodiranje MTP omogućava da se uključi celokupno ulično osvetljenje ili približno svaka druga svetiljka, tako da postoji mogućnost redukovanja na polovinu u kasnim noćnim satima (i ovo se može, u širem smislu, smatrati programom direktnog upravljanja opterećenjem). Takođe je moguće upravljanje osvetljenjem u pojedinim delovima konzuma, na primer, u delovima grada

ili sela. Koristi se samo jedna foto ćelija za celokupni konzum. Svetleće reklame se najčešće uključuju sinhronizovano sa uličnim osvetljenjem.

Popravka dnevnog dijagrama opterećenja. Jedan od osnovnih ciljeva uvođenja sistema MTK u svetu bila je mogućnost popravke („peglanja”) dnevnog dijagrama opterećenja. Popravka dnevnog dijagrama opterećenja postiže se uključivanjem TU u vremenskim intervalima pogodnim za isporučioaca električne energije (DSO). Podela potrošača, npr. na parne i neparne, omogućava da se naizmenično uključuje samo po jedna polovina TU sa (dela) konzuma. Kodiranje MTP omogućava da se “peglanje” dijagrama vrši po potrebi i za pojedine delove konzuma, npr. napojne rejone TS 35/10 kV ili izvodâ 10 kV.

Upravljanje povećanim termičkim opterećenjem i redukcija potrošnje. Veliki broj potrošača uključenih u sistem MTK omogućava kontrolu i praktično trenutno isključivanje dela vršnog opterećenja u zimskom periodu, isključivanjem svih upravljivih TU kod potrošača. Kodiranje MTP omogućava preventivno rasterećivanje TS X/10 kV ili izvodâ 10 kV, kako bi se izbegli ispadi zbog preopterećenja. Podelom potrošača na “parne” i “neparne” omogućava se upravljanje tokovima energije kroz mrežu 0,4 kV. Ova energija se može smanjiti na pola ili potpuno isključiti, čime se izbegavaju havarije u TS i mreži 0,4 kV pri velikom povećanju opterećenja.

Merenje opterećenja koje potiče od TU. Isključivanjem jedne po jedne polovine TU na nekom od 10 kV izvodâ iz TS 35/10 kV, mogu se meriti opterećenja koja potiču od TU. Preko postojećeg SCADA sistema izmeri se opterećenje pre i posle isključenja, a razlika predstavlja opterećenje koje potiče od TU.

Ostale mogućnosti upotrebe sistema i prijemnika MTK. Noviji tipovi MTP mogu se upotrebiti za najrazličitije svrhe, kao što je upravljanje vodovodnom mrežom ili drugim vrstama postrojenja. Na primer, može se organizovati i služba buđenja, u koju bi mogli da se uključe svi potrošači.

III.3 Mogućnosti upravljanja potrošnjom pomoću sistema daljinskog očitavanja brojila – primer „Elektrodistribucije Beograd“

Na konzumnom području EDB je do sredine 2013. eksperimentalnim sistemom AMR pokriveno oko 7000 potrošača u rejonima 38 TS 10/0,4 kV. TS su opremljene:

- kontrolnim mernim grupama na NN razvodnoj tabli,
- konzentatorom podataka, koji se prikupljaju pomoću PLC sa NN izvodâ, kao i
- GPRS opremom za TK vezu sa Centrom daljinskog očitavanja EDB. Ta veza je ostvarena tunelovanjem od javnog operatera mobilne telefonije, do EDB.

Od ovih 38 TS, pod ovaj sistem su podvedeni svi potrošači napojeni iz svih takvih TS na užem gradskom području, dok je u prigradskoj zoni 2013. bilo u toku zaokruživanje

rejona, tj. većina ili gotovo svi potrošači napojeni sa ovakvih TS podvedeni su pod AMR. Trenutno su omogućene sledeće funkcije:

- daljinsko očitavanje brojila kod potrošača,
- automatizovana izrada obračuna,
- daljinsko uključivanje i isključivanje potrošača (neplatiša),
- bilansiranje snage i određivanje gubitaka na nivou TS 10/0,4 kV.

Osim toga, moguće je i postavljanje video-nadzora na mestima na kojima se sumnja ili potvrdi neovlašćeno korišćenje električne energije.

Dalji planovi predviđaju pokrivanje kompletnog područja Mladenovca sistemom AMR, kao i to da sva brojila nabavljena preko JP EPS budu stavljena pod ovaj sistem. On, naime, omogućava interoperabilnost, pa se pod njega mogu podvesti savremena, multifunkcionalna brojila različitih proizvođača, i domaćih i svetskih.

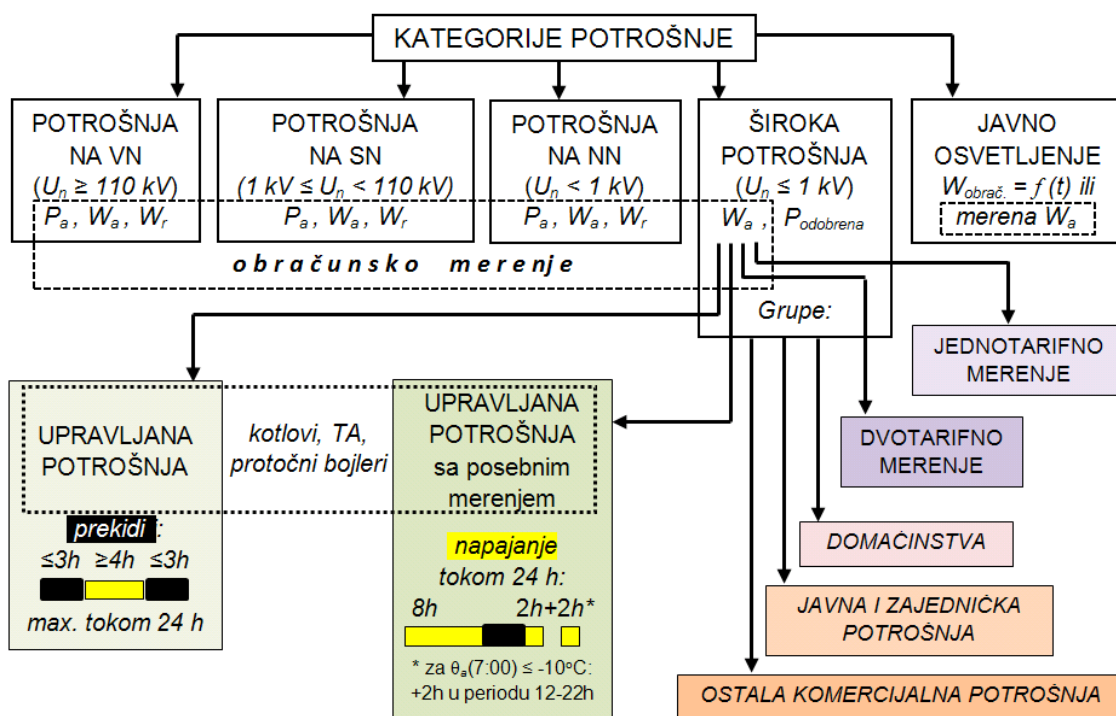
Prateći softver je otvoren za dorade, pa i one koje bi omogućavale izradu algoritama za daljinsko upravljanje opterećenjem, tj. isključivanje određenih trošila kod potrošača kod kojih se obezbede odgovarajući, tehnički preduslovi. Ono što je važno, ovim sistemom moguće je isključivanje i pojedinačnih faza kod potrošača, pa bi onda, npr. TA peći (izuzev onih veće snage, sa trofaznim priključkom) mogle da budu priključene na po jednu fazu kod svakog pojedinačnog potrošača (a oni sami raspoređeni u tri grupe, po fazama), i na taj način omogućeno daljinsko upravljanje ovim trošilima.

III.4 Regulatorna i normativna osnova za upravljanje potrošnjom/opterećenjem

Kao što je već napomenuto, upravljanje potrošnjom/opterećenjem predviđeno je i normativno regulisano Tarifnim sistemom za obračun utrošene električne energije tarifnim kupcima, [III.5], odnosno Metodologijom za određivanje cene pristupa sistemu za distribuciju električne energije, [III.6], kojom je Tarifni sistem zamenjen 2012. godine. Ovim dokumentima su predviđene i određene finansijske pogodnosti za one korisnike koji u DSM/DR programima pristanu da učestvuju. Upravljanje potrošnjom predviđeno je u kategoriji *Široka potrošnja*, u kojoj se – u zavisnosti od načina merenja i uslova preuzimanja aktivne energije, W_a – utvrđuju (po čl. 7 [III.5] tj. tač. V.2.1.1 [III.6]) četiri grupe kupaca, prikazane na slici III.13. Dve od njih podrazumevaju upravljanje (delom) potrošnje, i to sa ili bez zasebnog mernog uređaja. Osim ove podele, korisnici električne energije se – u zavisnosti od namene potrošnje električne energije – mogu razvrstati (po čl. 8 [III.5]) u tri grupe, takođe prikazane na ovoj slici. To su domaćinstva, javna i zajednička potrošnja i ostala potrošnja.

Na slici III.13 ilustrovani su i uslovi pod kojima se u dvema grupama korisnika može upravljati (delom) njihove potrošnje. Kod grupe *Upravljanje potrošnjom* (bez zasebnog mernog uređaja), definiše se maksimalna dužina i broj (dva) prekida, kao i minimalno trajanje napajanja između njih (v. krajnje levo dole na sl. III.13). Kod *Upravljanje potrošnjom sa posebnim merenjem* (v. sredinu dole na sl. III.13) definišu se periodi

napajanja, uključujući i jedan dodatni, čije postojanje zavisi od meteoroloških prilika (shodno tač. 4 čl. 7 [III.5] tj. tač. V.2.1.1 stav 4) u [III.6]).



Slika III.13 Prikaz kategorija potrošnje i uslova za upravljanje potrošnjom, po Tarifnom sistemu [III.5], odnosno Metodologiji za određivanje cene pristupa sistemu za distribuciju električne energije, [III.6]

Ranije pominjana mogućnost pomeranja vremena nastupanja (23:00) i kraja perioda (7:00) nižeg tarifnog stava za aktivnu energiju (tzv. „niže tarife“, skr. NT), definisana je stavom 3 člana 18 [III.5]. Po njemu, u cilju obezbeđivanja uravnoteženog rada sistema i sprečavanja preopterećenja uređaja i opreme, doba primene “nižeg dnevnog tarifnog stava za aktivnu energiju” može početi između 22 i 24 h, s tim da traje neprekidno osam časova. U tom slučaju, energetska subjekt za distribuciju električne energije (DSO) o svim promenama blagovremeno mora da obaveštava kupce putem sredstava javnog informisanja ili na drugi pogodan način, a najkasnije 24 časa pre pomeranja vremena primene tarifnih stavova za aktivnu energiju (st. 4 čl. 18 [III.5]).

Nadalje se, čl. 22 [III.5], za kupce iz kategorije *Široka potrošnja* – grupu kupaca *Potrošnja sa dvotarifnim merenjem* i grupu kupaca *Upravljana potrošnja*, utvrđuje šest tarifnih stavova za aktivnu energiju, zonalno prema mesečno ukupno utrošenoj električnoj energiji (zelena, plava i crvena zona), i to u po dva osnovna tarifna stava – po višoj i nižoj dnevnoj tarifi.

Za kupce iz kategorije *Široka potrošnja* – grupa kupaca *Upravljana potrošnja sa posebnim merenjem* (tzv. DUT), na iznos aktivne energije koju kupci preuzimaju iz

sistema tokom obračunskog perioda primenjuju se samo tri zone nižeg tarifnog stava (čl. 22, st. 3 [III.5]).

Osim ove finansijske pogodnosti za kupce koji koriste zasebno brojilo za trošila koja su potčinili upravljačkoj funkciji DSO, za kupce bez ovog zasebnog uređaja (grupa kupaca *Upravljana potrošnja*), cene za električnu energiju utrošenu po VT i NT u plavoj i crvenoj zoni, određuju se (shodno čl. 31 [III.5] tj. čl. VIII.2.6. u [III.6]) u visini od 85% od odgovarajućih cenâ po ovim tarifnim stavovima za kupce u kategoriji *Široka potrošnja* koji se nisu podvrgli upravljanju (dela) svoje potrošnje.

III.5 Zaključak Poglavlja III

U Srbiji postoji izvesno, ali nedovoljno rašireno i iskorišćeno iskustvo upravljanja opterećenjem potrošača. Sistem MTK, koji postoji u znatnom delu elektrodistributivnog sistema Srbije, i pored višedecenijske primene, nije ni izbliza iskorišćen za svoju osnovnu funkciju – upravljanje opterećenjem. Ovo je naročito uočljivo na području Beograda, čiji je MTK sistem jedan od najrasprostranjenih i najrazvijenijih, u širem okruženju. Delimično iskorišćenje ovog sistema je moguće i izvodljivo u relativno kratkom periodu i samo uz troškove preprogramiranja prijemnika MTK, kojim bi se jedan broj korisnika (npr. sa TA pećima), razvrstali u dve ili tri grupe, sa vremenom nastupanja nižeg dnevnog tarifnog stava međusobno pomenog za jedan ili dva sata. Osim tehničkih mogućnosti, za ovakav jedan program postoji i normativno uporište, u postojećoj pravnoj regulativi iz oblasti obračuna isporučene električne energije kupcima na malo.

Osim klasičnih tehničkih mogućnosti, još elegantnije rešenje, bez ikakvih dodatnih troškova, jeste daljinsko komandovanje tarifama preko sistema AMR, korišćenjem odgovarajuće aplikacije, već implementiranih u pojedinim elektrodistributivnim preduzećima. Budućim širenjem AMR sistema, povećavaće se i broj upravljivih potrošača i mogućnosti upravljanja njihovim opterećenjem.

IV PREDLOG METODÂ ZA PROCENJIVANJE KAPACITETA UPRAVLJIVOG OPTEREĆENJA NA KONZUMNOM PODRUČJU EDB

Da bi se programi DSM/DR uspešno primenili, najpre je potrebno iznaći praktične metode za određivanje kapaciteta (potencijala) upravljivog opterećenja. U skladu sa stavovima iznetim u Poglavlju II i slikom II.1, te metode bi, kao ulazne, koristile raspoložive podatke iz sledećih bazâ „Elektrodistribucije Beograd“ (EDB):

- o opterećenjima konzumnih područjâ napojenih sa elemenata DEES koji su pod SCADA tj. sistemom daljinskog upravljanja (SDU) EDB ili
- o potrošnji karakterističnih kupaca električne energije u kategorijama domaćinstava i male privrede.

Osmišljene metode treba da daju rezultate koji bi bili relevantni i upotrebljivi u daljim analizama vezanim za upravljanje opterećenjem (DSM) i odziv potrošnje (DR). To se pre svega odnosi na izbor najprimerenijeg metoda DSM/DR koji bi eventualno mogao da bude primenjen na konzumnom području EDB – najpre u vidu pilot-projek(a)ta na odabranom, užem, eksperimentalnom rejonu (ili rejonima), a potom i na preostalim delovima konzuma EDB, na kojima primena DSM/DR ima smisla.

IV.1 Obuhvat primene metodâ (po kategorijama potrošača, prostorno i po elementima DEES) i raspoloživi ulazni podaci

DSM/DR programi su svrsishodni pre svega kod potrošačâ sa termo-akumulacionim (TA) pećima i akumulacionim brojlerima. Pritom, TA-peći su podesnije za primenu određenih vrstâ programâ (npr. onih koji su zasnovani na korišćenju „pametnih“ utičnica, tajmera i sl.), nego akumulacioni bojleri koji se, po pravilu, povezuju direktno na razvodne table električnih instalacija.

Kotlovi sa električnim grejačima, za etažno grejanje, kao i protočni bojleri, nisu u većoj meri pogodni za primenu DSM/DR programâ, pogotovu onih baziranih na direktnom upravljanju opterećenjem. Naime, vlasnici ovih trošilâ sigurno ne bi bili voljni da se u tolikoj meri odreknu svoga komfora da bi rizikovali da usred aktivnog dela dana ostanu bez grejanja ili tople vode.

Iz tog razloga su protočni bojleri potpuno nepodesni za DSM/DR. Kotlovi za etažno grejanje su, pak, nešto povoljniji ukoliko su opremljeni termostatom. Tada se može koristiti termalna inercija zgradâ. U tom slučaju se električna snaga i potrošnja mogu smanjiti pomoću odgovarajuće automatizacije, i da pritom varijacije temperature budu manje od ± 2 °C. Naime, neka istraživanja su pokazala da dodatno rashlađivanje prostorija od najviše 2 °C ne utiče bitno na komfor onih koji ih koriste, [IV.1]. Ipak, u [IV.2] se zapaža da korisnici obično imaju averziju od rizika da temperatura prostorija odstupa od one koja je poželjna/podešena; tako i pored toga što je odstupanje od - 2 °F (- 1,11 °C) uglavnom jedva uočljivo, ono može izazvati jedno osetno smanjenje komfora ukoliko je spoljašnja temperatura već 8 °F (-13,33 °C). Stoga je u [IV.2]

načinjen pokušaj da se jedna funkcija komfora iskoristi za obuhvatanje ove karakteristike.

Takođe se procenjuje da ni klima-uređaji, iz sličnih razloga, nisu u potpunosti pogodni za DSM/DR. Onda kada se koriste najviše, a to je leti, važi isto opažanje kao za etažno grejanje zimi, po pitanju komfora korisnika. Dodatni razlog kod klima-uređaja je i činjenica da se oni koriste u prelaznom periodu za dogrevanje, u većoj meri nego u, po EES Srbije kritičnom, zimskom periodu. Na kraju, letnje vršno opterećenje – osim ponegde, lokalno – u našem podneblju još uvek je osetno niže od kritičnog, zimskog opterećenja. Stoga DSM/DR programi nemaju toliki značaj niti efekte u sezoni koja je manje kritična s aspekta opterećenja EES. Inercija klima-uređaja, međutim, može biti važna za balansiranje sa V-RES, pogotovu tokom vršnog perioda letnje sezone.

Na konzumu EDB su, zbog svega navedenog, za eventualnu primenu DSM/DR programâ, interesantna sledeća područja, tj. oni njihovi delovi u kojima nije urađena toplifikacija niti gasifikacija:

- šire područje centra grada između Dunava, Save i auto-puta (sa TS 10/0,4 kV koje nose oznaku B-),
- šire gradsko područje južno od Save i auto-puta, (V-),
- područje Zemuna i starija naselja u Novom Beogradu, (Z-),
- područja Krnjače, Borče, Ovče i Koteža, (K-).

Prigradska i vangradska područja uglavnom nisu od većeg interesa kada se razmatra DSM/DR, iz više razloga:

- Obrenovac ima daljinsko grejanje zahvaljujući otpadnoj toploti iz TENT A,
- Mladenovac ima zasebno upravljanje mrežom, od nivoa 35 kV naniže,
- Sopot, Grocka i Barajevo su mahom ruralna područja, sa izuzetkom urbanijih centara ovih varošica,
- većina TS x/10 kV i izvoda 10 kV u ovim područjima i dalje nije na SDU, pa se ne mogu precizno i bez teškoća procenjivati kapaciteti niti pratiti efekti eventualne primene DSM/DR.

U navedenim područjima od interesa, uglavnom sve TS x/10 kV i svi izvodi 10 kV su na SDU. Moguće je, iz programa WinMer, dobiti i koristiti hronološke dijagrame opterećenja ovih elemenata DEES, kao i (gotovo) celokupnog konzuma EDB, za više godina unazad. Takođe je moguće pribavljanje meteoroloških podataka iz baze HMZS, METEOS i sl, i njihovo uparivanje sa podacima sa SCADA EDB tj. iz WinMer.

Niži naponski nivoi DEES EDB nisu automatizovani niti podvedeni pod SDU (ovaj proces je tek u početnoj fazi). Stoga nisu raspoloživi ni hronološki podaci o opterećenjima TS 10/0,4 kV, niskonaponskih (NN) izvoda niti pojedinačnih potrošača u najbrojnijim i za DSM/DR najinteresantnijim kategorijama potrošača, osim u sledećim slučajevima:

U navedenim područjima od interesa za DSM/DR, na nekoliko desetina trafo-rejona, uveden je pilot-projekat daljinskog očitavanja brojlâ (AMR). Stoga su iz njih dostupni podaci o opterećenjima i potrošnji celih konzumâ ovih TS 10/0,4 kV i pojedinačnih, krajnjih potrošača. Ovi potrošači su najpodesniji za primenu programâ DSM/DR, zbog postojanja IT i TK infrastrukturâ, najčešće neophodnih za njihovu realizaciju.

IV.2 Predlozi metoda za procenu potencijala DSM/DR

Za procenu kapaciteta upravljivog opterećenja moguće je primeniti nekoliko različitih pristupâ i metodâ;

IV.2.1 Metoda korišćenja odnosa potrošnje po nižoj i višoj tarifi

Bazu podataka EDB u kojoj se prati potrošnja kupaca i koja se koristi za izradu obračuna, moguće je pretražiti i iz nje ekstrahovati podatke o potrošačima (u područjima od interesa ili na celom području EDB) kod kojih je, u zimskoj sezoni, potrošnja po nižoj tarifi mnogo veća od potrošnje po višoj. Ovo govori da je reč o potrošačima sa TA pećima ili akumulacionim bojlerima, koji koriste sadašnje finansijske povoljnosti nižeg dnevnog tarifnog stava.

Potrebno je agregirati potrošnju ovih kupaca, detektovati izvore njihovih napajanja na srednjem naponu (SN) i u aplikaciji WinMer pronaći karakteristične dijagrame opterećenja odgovarajućih napojnih vodova 10 kV. Za određene vremenske periode, agregiranu potrošnju potom treba uporediti sa odgovarajućim dijagramima, iz kojih je onda moguće proceniti udeo potrošnje električne energije u TA pećima i bojlerima.

Prema obliku dijagrama i agregiranim podacima, moguće je odrediti kakva bi promena dijagrama bila potrebna i – shodno tome – koji bi DSM/DR pristup i metoda bili najsvrsishodniji za postizanje tog cilja.

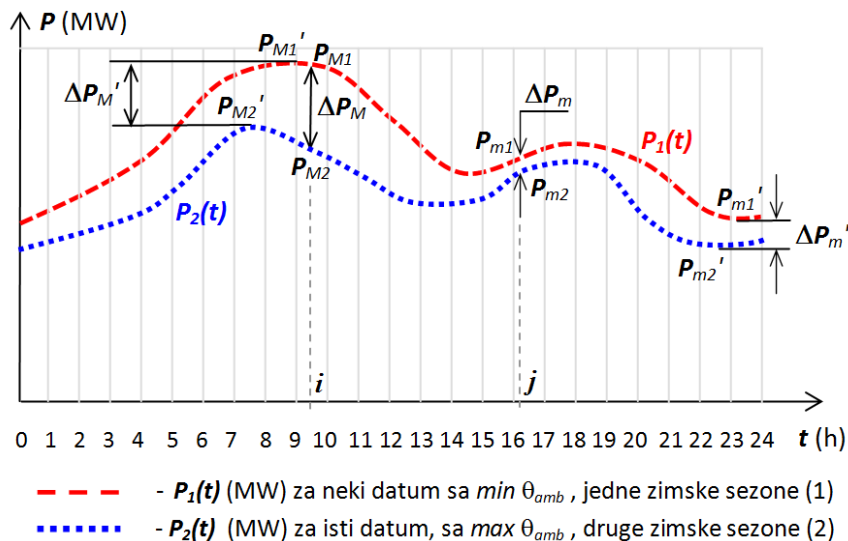
Takođe je moguće ekstrahovati podatke vezane za sve potrošače kod kojih je ukupna potrošnja tokom zime značajno veća nego tokom leta. Reč bi bila, dakle, o ukupnoj potrošnji kupaca sa električnim grejanjem. Kada bi se od te vrednosti oduzeo prethodno agregiran iznos potrošnje kupaca sa TA pećima, dobila bi se potrošnja kupaca koji koriste uređaje za direktno grejanje ili dogrevanje prostorija (električne kotlove za etažno grejanje, uljne radijatore, električne grejalice, ploče i sl.). Za njih bi trebalo osmisliti posebne metode i programe DSM/DR, pogotovu što njihovo učešće u vršnom opterećenju može biti evidentno i značajno (v. zimski dnevni dijagram opterećenja sa sl. V.6 iz poglavlja V, u popodnevnim satima).

IV.2.2 Metoda poređenja dnevnih dijagrama za isti datum u dve sezone, sa oprečnim meteorološkim prilikama

U više mahova se dogodilo da isti datum u dve susedne ili bliske zimske sezone karakterišu drastično različite ili oprečne meteorološke prilike. To se pre svega odnosi na srednju dnevnu spoljašnju temperaturu. Naše podneblje je karakteristično po tome što jedne godine temperatura može biti daleko iznad nule u nekom zimskom mesecu, a

neke druge godine, u istome mesecu, daleko ispod nule. (Ovo se može dogoditi čak i tokom istog meseca u istoj godini!) Jasno je da će tada i potrošnja električne energije i opterećenje EES biti drastično različito, kao što je to ilustrovano grafikom sa slike IV.1.

Područje između dve krive na grafiku sa slike IV.1 predstavlja električnu energiju iskorišćenu za dogrevanje prostorijâ, koje svakako može biti upravljivo, u većoj ili manjoj meri.



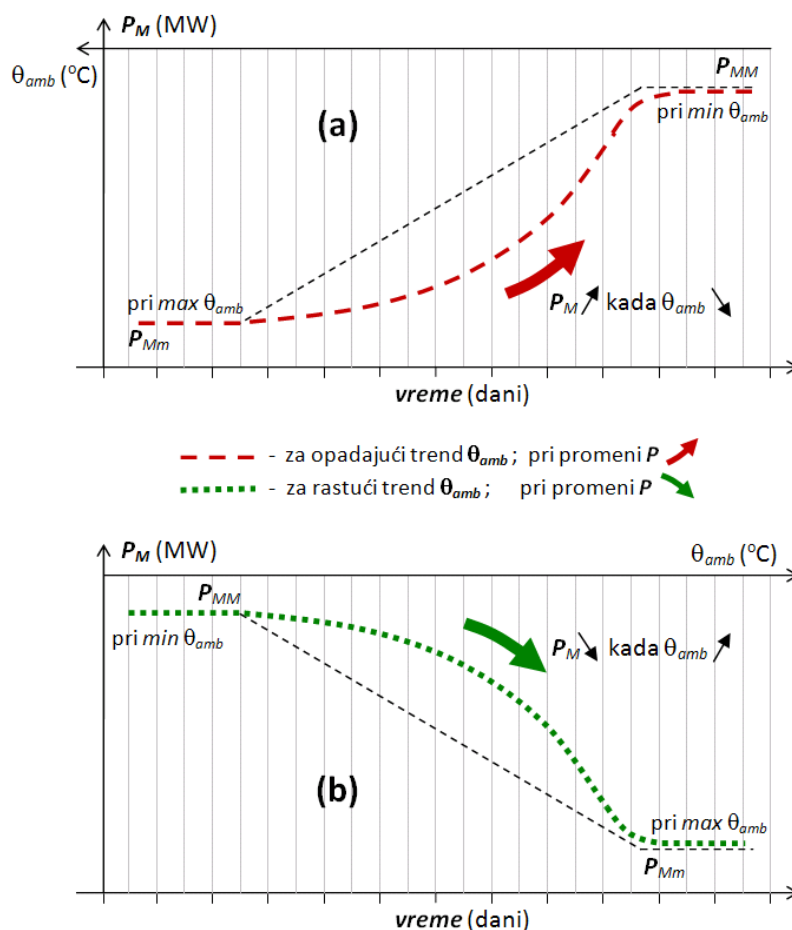
Slika IV.1 Dnevni dijagram jednog konzumnog područja u dve zimske sezone sa oprečnim meteorološkim prilikama

IV.2.2.1 Toplotna inercija zgrada i uticaj meteoroloških parametara

Ono što ovde treba napomenuti jeste sledeće: treba voditi računa o toplotnoj inerciji zgradâ. Naime, njihovo hlađenje, a time i dogrevanje (npr. na električnu energiju tj. uz povećanje električne snage), prati sa zakašnjenjem registrovani pad spoljašnje temperature. To kašnjenje ponekad može biti dan ili čak dva, u zavisnosti i od nivoa termičke izolovanosti zgrade, kvaliteta njene gradnje i starosti. Obrnuto, i pri porastu temperature, dolaziće do izvesnoga kašnjenja u padu električnog opterećenja. Ovi efekti su ilustrovani na slici IV.2. Na njoj je pretpostavljeno više dana u nizu sa opadajućom (a) odnosno rastućom (b) temperaturom.

Ono što je takođe važno istaći jeste fenomen vetra, koji u našem podneblju može biti jak i hladan, pa i dugotrajan, naročito ukoliko je reč o košavi. Ne samo subjektivan osećaj ljudi, već i nemogućnost da zgrade (naročito one stare i loše izolovane) zadrže toplotu, stvaraju utisak da je temperatura i niža nego što zaista jeste. Pritom je za ovaj fenomen kritičnija srednja dnevna brzina vetra od njegove udarne vrednosti. (Lako dostupni su, uglavnom i nažalost, samo ovi potonji podaci. Zato su za potrebe ovog istraživanja korišćene vrednosti brzine vetra zabeležene na Trošarini u Beograda, u realnom vremenu, sa petominutnom rezolucijom, [IV.3].) Naime, dejstvo vetra je spor proces zbog termičke vremenske konstante zidova objekata, pa je pri razmatranju uticaja vetra

merodavna srednja dnevna brzina vetra, [IV.4]. Uticaj udarne brzine vetra na dnevnu vršnu snagu nekog konzuma mnogo je manji i sa većim rasipanjem podataka u odnosu na estimiranu zavisnost. Osim toga, u [IV.4] je pokazano da se uticaj meteoroloških parametara na dnevnu vršnu snagu menja iz godine u godinu, upravo zbog promene udela potrošača koji se greju pomoću električne energije. On se, pak, menja usled drastičnih promena tarifnog sistema (kakve su u Srbiji izvršene 2001.) i promenâ cena električne energije. Iz istog razloga se iz godine u godinu menja i uticaj srednje dnevne temperature na vršnu snagu konzuma, koji se, inače, može aproksimirati linearnom zavisnošću, [IV.4].



Slika IV.2 Uređeni dijagram promene dnevne vršne snage u zavisnosti od trenda maksimalne spoljne temperature

Zbog svega navedenog je neophodno, osim podataka o srednjoj dnevnoj temperaturi okoline, pribaviti i podatke o brzini vetra (makar o njenoj maksimalnoj vrednosti) i jednom od raspoloživih formula iz literature, npr. [IV.5], izračunati ekvivalentnu temperaturu i nju uvesti kao relevantnu u dalja razmatranja i proračune. Upravo takva praksa izračunavanja ekvivalentne temperature, uz korišćenje – doduše, manje korektnih, ali raspoloživih – podataka o udarnoj brzini vetra, već godinama se primenjuje u EDB pri izradi periodičnih internih dokumenata tipa [IV.6], koji je

korišćen kao jedan od izvora podataka za proračune prikazane u ovom radu. U [IV.4] je, međutim, pokazano da je uticaj udarne brzine vetra realno manji i predloženi su drugačiji načini uračunavanja uticaja vetra.

Bilo kako bilo, u slučaju vetrovitih dana, temperatura θ_{amb} sa slike IV.2, predstavljaće zapravo tu, ekvivalentnu temperaturu (dobijenu na neki od načina opisanih u [IV.4] ili [IV.5]), u kojoj je sadržan i uticaj vetra. Konkretni grafici tipa slike IV.2 mogu poslužiti za određivanje P_M uz uvažavanje inercije, dakle – prema θ_{amb} odgovarajućeg tj. nekog od prethodnih dana u odnosu na dan u kojoj je registrovana vrednost P_M .

IV.2.2.2 *Određivanje opsega raspoloživog kapaciteta za DSM/DR*

Sa slike IV.1 se vidi da sa svakog para dnevnih dijagrama za isti datum u bilo koje dve posmatrane godine, možemo odrediti najveći i najmanji kapacitet DR, ovde označene sa ΔP_M i ΔP_m , respektivno.

Najveći iznos aktivne snage angažovane za dogrevanje prostorija, koji je – barem teoretski – raspoloživ za upravljanje, jednak je maksimalnoj razlici između vrednosti opterećenja $P_1(t)$ u nekom trenutku $t=t_i$ posmatranog dana jedne, referentne zimske sezone i snage opterećenja $P_2(t_i)$ u istom tom trenutku, istoga datuma neke druge zimske sezone, u kojoj su meteorološke prilike bile blaže:

$$\Delta P_M = P_{M1} - P_{M2} = \max \{P_1(t) - P_2(t)\} |_{t=t_i} . \quad (4.1)$$

Najmanji iznos aktivne snage angažovane za dogrevanje prostorija, raspoloživ za upravljanje, jednak je minimalnoj razlici između vrednosti opterećenja $P_1(t)$ u nekom trenutku $t=t_j$ posmatranog dana jedne, referentne zimske sezone i snage opterećenja $P_2(t_j)$ u istom tom trenutku, istoga datuma neke druge zimske sezone, u kojoj su meteorološke prilike bile blaže:

$$\Delta P_m = P_{m1} - P_{m2} = \min \{P_1(t) - P_2(t)\} |_{t=t_j} . \quad (4.2)$$

Alternativno, može se posmatrati – uglavnom uži – opseg opterećenja raspoloživog za upravljanje, koga definišu gornja i donja granica određene na sledeći način, takođe ilustrovan na slici IV.1:

razlika između vrednosti vršnog opterećenja P'_{M1} zabeleženog u dnevnom dijagramu za neki datum tokom referentne zimske sezone i vrednosti vršnog opterećenja P'_{M2} iz dnevnog dijagrama za isti datum tokom neke druge zimske sezone, u kojoj su meteorološke prilike bile blaže:

$$\Delta P'_M = P'_{M1} - P'_{M2} = \max \{P_1(t)\} - \max \{P_2(t)\} , \quad (4.3)$$

i razlika između najmanje vrednosti opterećenja P'_{m1} iz dnevnog dijagrama za neki datum tokom referentne zimske sezone i najmanje vrednosti opterećenja P'_{m2} iz dnevnog dijagrama za isti datum tokom neke druge zimske sezone, u kojoj su meteorološke prilike bile blaže:

$$\Delta P'_m = P'_{m1} - P'_{m2} = \min\{P_1(t)\} - \min\{P_2(t)\} . \quad (4.4)$$

Pri ovome se može dogoditi i slučaj da bude:

$$\Delta P'_m > \Delta P'_M , \quad (4.5)$$

tj. da razlika dnevnih minimuma bude veća od razlike dnevnih vršnih opterećenja, ali najčešće važi:

$$\Delta P_m < \Delta P'_m < \Delta P'_M < \Delta P_M . \quad (4.6)$$

Sada se, međutim, postavlja sledeće pitanje: koji od navedenih opsegâ je relevantnije koristiti za procenu kapaciteta upravljivog opterećenja – uži ili širi? Svakako da je korišćenje užeg na strani sigurnosti tj. restriktivnije, pogotovu kad je reč o tehnokonomskim razmatranjima isplativnosti primene DSM/DR programa i projekata. Procene zasnovane na tom užem, restriktivnijem opsegu će, prirodno, dati pesimističnije rezultate. Ovu dilemu može da reši pristup preko energije, tj. potrošnje, a ne preko opsega upravljive snage. Naime, bez obzira što se elektroenergetska mreža dimenzioniše prema vrednosti vršne snage, i bez obzira što DSM/DR programi utiču upravo na smanjenje njenog iznosa, ono što „popunjava“ i ravna dijagram opterećenja (zahvaljujući primeni ovih programâ) jeste energija čije se korišćenje izmešta iz periodâ vršnih u periode nižih opterećenja. Dakle, treba posmatrati energiju, tj. površinu između krivih $P_1(t)$ i $P_2(t)$ sa slike IV.1, kojom se – primenom DSM ili DR projekata – može manipulirati. Njena vrednost je određena izrazom:

$$\Delta W = \int_0^{24h} P_1(t) dt - \int_0^{24h} P_2(t) dt . \quad (4.7)$$

U slučaju 15-minutnih merenjâ, kakva su ona na SCADA EDB, (4.7) se svodi na:

$$\Delta W = \left[\sum_{i=0}^{96} P_1(t_i) - \sum_{i=0}^{96} P_2(t_i) \right] \cdot 0,25h , \text{ [MWh] ili [kWh]} . \quad (4.8)$$

Nadalje, u ovom radu predlažemo da se jedan dan (najbolje – dan maksimalnog opterećenja celokupnog konzuma neke ED tokom jedne godine) usvoji kao referentni dan u toj, referentnoj godini x , i da se njegov dnevni dijagram opterećenja redom uparuje sa dijagramima opterećenja zabeleženima istog tog datuma tokom k ostalih godinâ, podvrgnutih analizi i označenih sa $y = x-1, x-2, \dots, x-k$.

Na takve parove dijagramâ treba primeniti prethodno opisanu metodologiju. Zatim je moguće normalizovati vrednosti ΔP_M , ΔP_m , $\Delta P'_M$ i $\Delta P'_m$, dobijene u MW prema (4.1) ÷ (4.4) za svaki razmatrani par dijagramâ, njihovim deljenjem sa vrednošću odgovarajuće razlike potrošnje ΔW , u MWh, za taj par (x, y) , na sledeći način:

$$\Delta P_{Mn}(x, y) = \frac{\Delta P_M(x, y)}{\Delta W(x, y)} \cdot \Delta t \text{ [r.j.]} , \quad (4.9)$$

gde su: Δt – jedinica vremena [h], period (24 h) ili kalkulatívna vremenska konstanta,

x – referentna godina sa referentnim danom/datumom, a

y – neka druga godina, sa povoljnijim meteorološkim uslovima za taj, referentni, datum.

Upravo onu od ove četiri ovako normalizovane veličine električne snage (ΔP_{Mn} , ΔP_{mn} , $\Delta P'_{Mn}$ i $\Delta P'_{mn}$) koja ima najmanje varijacije u nizu od k parova razmatranih godinâ, treba koristiti kao osnovu za procenu kapaciteta upravljivog opterećenja. Naime, veličina sa najmanjim varijacijama svoje normalizovane vrednosti ima najbolju korelaciju sa sračunatim opsegom energije ΔW raspoloživim za upravljanje.

Dodatno, analizom većeg broja parova dijagrama tipa onih sa slike IV.1, i njihovim uparivanjem sa razlikama temperature:

$$\Delta\theta_{amb} = \Delta\theta_{amb2} - \Delta\theta_{amb1} \quad , \quad (4.10)$$

moguće je uspostaviti i korelaciju tipa:

$$\Delta P = f(\Delta\theta_{amb}) \quad , \quad (4.11)$$

gde je:

$$\Delta P = \Delta P_{sr} = \frac{\sum_{i=0}^{24} \Delta P_i}{24} = \frac{\sum_{i=0}^{24} [P_1(t_i) - P_2(t_i)]}{24} \quad , \quad (4.12)$$

ukoliko su merenja satna, odnosno:

$$\Delta P = \Delta P_{sr} = \frac{\sum_{i=0}^{96} \Delta P_i}{96} = \frac{\sum_{i=0}^{96} [P_1(t_i) - P_2(t_i)]}{96} \quad , \quad (4.13)$$

ukoliko su merenja 15-minutna, kakav je slučaj sa SDU EDB i bazom podataka programa WinMer.

Razmatranja slična prethodnim mogu biti sprovedena i za manje kritičnu, letnju sezonu, kako bi se istražio kapacitet DSM/DR koji postoji u klima-uređajima. U tom slučaju, profil opterećenja $P_1(t)$ sa slike IV.1 bio bi registrovan pri najvišoj srednjoj dnevnoj temperaturi ambijenta, θ_{amb} , a profil $P_2(t)$ pri najmanjoj θ_{amb} . Površina između ovih dveju krivih tada bi predstavljala električnu energiju koja se koristi za rashlađivanje prostorijâ.

Detaljan opis ove metode, kao i svi najvažniji rezultati njene primene, prikazani u Poglavlju V.2 ove disertacije, publikovani su u [IV.8].

IV.2.3 Metoda oduzimanja snage toplifikovanih i gasifikovanih potrošača

Treća praktična metoda za određivanje potencijala upravljanja opterećenjem termičkih električnih trošila jeste procena njihove snage na celom konzumu EDB putem oduzimanja ukupne snage potrošača koji su priključeni na sistem daljinskog grejanja (Toplana Beograd) ili imaju uveden gas. Odgovarajuće baze podataka o potrošačima u ove dve kategorije postoje u EDB.

Problem koji se javlja kod primene ove metode jeste činjenica da se u raspoloživim bazama podataka uglavnom nalaze samo podaci o maksimalno odobrenoj vršnoj snazi potrošača (ili obračunskoj snazi), a da stvarno zabeležena njihova maksimalna snaga – kod ogromne većine potrošača – nikada nije merena niti registrovana. Prevazilaženje ovog problema, iako krajnje ograničeno, moguće je primenom određenih metoda za procenu vršne snage, npr. na osnovu godišnjeg protoka, mada su one u EDB razvijane i primenjivane uglavnom na srednjenaponskom, a ne na niskonaponskom nivou, [IV.7].

Ova metoda je stoga, barem teorijski, primenjiva kod onih potrošača na niskom naponu koji su podvedeni pod sistem daljinskog očitavanja brojila (AMR). Kod svakog od njih je moguće i snimanje aktivne snage u vremenu, pa je izvodljiva i njihova agregacija, u svakom trenutku. Osnovno ograničenje za širu primenu metode leži u činjenici da je veoma mali broj potrošača u ovom trenutku podveden pod AMR (svega 38 trafo-rejona obuhvaćeno je ovim pilot-projektom). Dodatno, metoda je interesantna samo za ona područja u kojima postoji kako daljinski sistem grejanja ili gasifikacija, tako i grejanje na električnu energiju. To dodatno smanjuje uzorak na kome je ova metoda primenjiva.

IV.2.4 Metoda zasnovana na anketiranju potrošača

Metoda koja je ranijih decenija bila popularna i češće primenjivana, zasnovana je na prethodnom sprovođenju odgovarajuće ankete među potrošačima. U ovom slučaju, ona bi obuhvatila potrošače u područjima od potencijalnog interesa za DSM/DR. Tokom anketiranja bi „odozdo“, direktno od krajnjih korisnika, mogli da budu prikupljeni podaci o njihovoj ukupnoj i o snazi koju bi bili voljni da stave pod upravljanje isporučioaca. Takođe bi tokom ankete mogle da budu istražene i okolnosti (tj. pogodnosti) pod kojim bi potrošači bili voljni za učešće u jednom ovakvom DSM/DR projektu. Bez obzira na ove prednosti, anketiranje karakterišu i određeni nedostaci: potrebno je dodatno angažovanje velikog broja anketara (u istraživanje bi najverovatnije morala da bude uključena neka visokoškolska ustanova, sa svojim studentima), javili bi se dodatni troškovi za izradu i umnožavanje anketnog materijala, potrebno je dodatno vreme da se prikupljeni materijali i podaci sistematizuju i obrade i sl. Pri svemu tome, za dobijeni rezultat ne postoji garancija da će dati realnu sliku – ni o potencijalu stvarno upravljivog opterećenja, niti o stvarnoj spremnosti potrošača na DSM/DR projekat. Zbog toga ova metoda nije izgledna za primenu i nadalje neće biti razmatrana.

Poređenjem rezultata koji se mogu dobiti prvim trima metodama može se izvršiti i procena njihove validnosti i upotrebljivosti. Primena i upotrebna vrednost prve dve metode mogu se najpre testirati na manjim, eksperimentalnim konzumnim područjima (npr. na karakterističnim rejonima TS 10/0,4 kV u kojima se većina potrošača greje pomoću TA peći). Druga metoda može biti odmah primenjena i na ceo konzum neke ED, ukoliko se poseduju njegovi dijagrami opterećenja za više godina unazad. Treća metoda, pak, primenjiva je u manjim područjima tj. na trafo-rejonima sa mešovitim načinom zagrevanja prostorijâ (npr. sa daljinskim i grejanjem na TA peći).

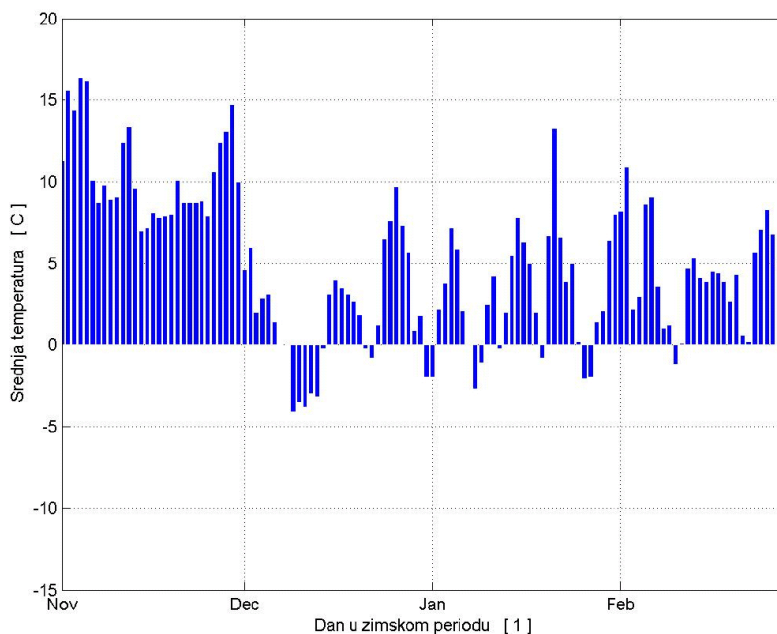
IV.3 Odabir ulaznih podataka za predložene metode

IV.3.1 Ulazni podaci za metodu korišćenja odnosa potrošnje po nižoj i višoj tarifi

Kao ulazni, za prvu metodu su korišćeni podaci iz baze EDB sa potrošnjama kupaca, koji se inače koriste za izradu obračuna za utrošenu električnu energiju. Analizom su obuhvaćeni gotovo svi kupci priključeni na niskonaponsku (NN) mrežu EDB, inače razvrstani u dve kategorije; prva je kategorija „široke potrošnje – domaćinstva“, u kojoj je ukupan broj analiziranih potrošača bio 746.038, a druga – kategorija „potrošnja na niskom naponu“, i to onaj njen deo koga čine fizička lica (pretežno domaćinstva sa ugrađenim tzv. direktnim mernim grupama, skr. DMG). Ovih kupaca je u trenutku analize bilo 6382. Potrošnje svih ovih kupaca posmatrane su tokom tri karakteristična perioda tokom godine i razvrstavane su prema određenim kriterijumima, detaljno obrazloženim u prvom potpodglavlju narednog poglavlja ovog rada.

IV.3.2 Ulazni podaci za metodu poređenja dnevnih dijagrama za isti datum u dve sezone, sa oprečnim meteorološkim prilikama

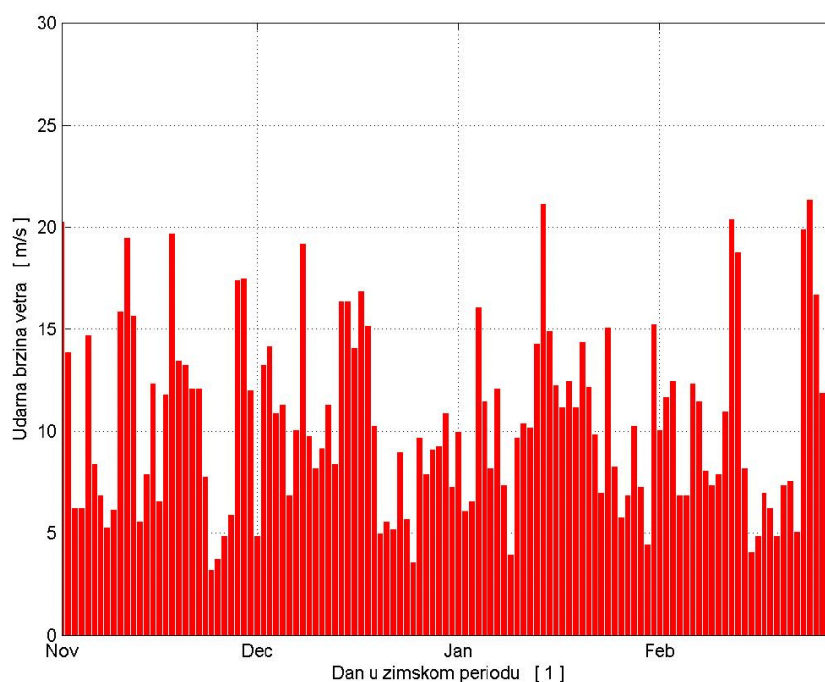
Dotatna pogodnost za primenu ove predložene metode ukazala se upravo u vreme izrade ovog rada, zbog činjenice da je zimska sezona 2012/13. bila izuzetno blaga, sa veoma malim brojem dana sa snežnim padavinama i temperaturama ispod nule, [IV.6]. Zapravo, jedini hladni period tokom nje zabeležen je krajem prve polovine decembra 2012, u vreme kada to nije tipično, v. sliku IV.3.



Slika IV.3 Dijagram srednjih dnevnih temperatura u zimskom periodu 2012/13.
/izvor: sl. 8 iz [IV.6]/

Tako je i trenutak vršnog opterećenja konzuma EDB u navedenoj sezoni bio 12.12.2012. u 18:45, za razliku od niza prethodnih, kada je dan vršnog opterećenja padao u dublju zimu i pred praznike kao što su sveti Nikola, veče pred Novu godinu ili pravoslavno Badnje veče. Zbog toga je kao referentna usvojena poslednja zimska sezona (2012/13.) tj. 2012. kao referentna godina. Za referentni datum u njoj usvojen je navedeni 12. decembar. Kao i u odgovarajućim prethodnim takvim dokumentima, ceo period koji se razmatra u [IV.6] je od 1. novembra jedne, do 28. ili 29. februara naredne kalendarske godine.

Sa slike IV.3 i iz činjenice da je maksimum konzuma EDB postignut 12.12.2012, vidi se da je srednja dnevna vrednost θ_{amb} toga dana bila nešto viša nego tokom prethodna tri. To upravo govori o pomenutom efektu toplotne inercije zgrada i njegovom uticaju na vrednost vršne snage konzuma. Udarne brzine vetra date su na slici IV.4.

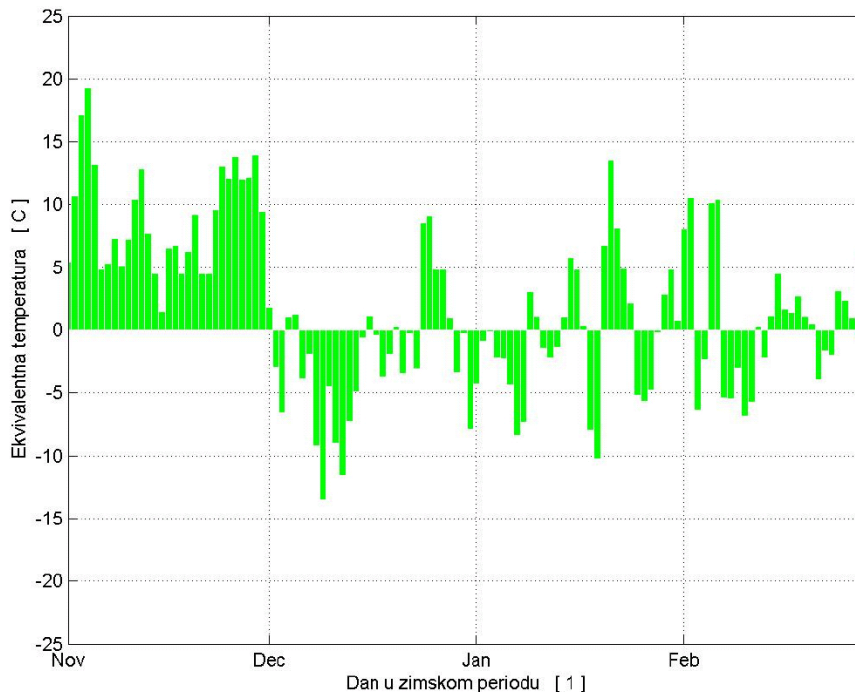


Slika IV.4 Dijagram udarnih brzina vetra u zimskom periodu 2012/13.

/izvor: sl. 9 iz [IV.6]/

Na osnovu podataka sa slika IV.3 i IV.4, primenjujući pristup iz [IV.5], koji u obzir uzima i smer vetra, u [IV.6] su izračunate ekvivalentne vrednosti temperaturâ ambijenta, prikazane ovde na slici IV.5.

Tri meseca zimskog perioda 2012/13: novembar, januar i februar, bila su iznad stogodišnjeg mesečnog proseka za grad Beograd, dok je mesec decembar zbog pojave nešto dužeg ledenog talasa, uočljivog na slikama IV.3 i IV.5, bio nešto ispod stogodišnjeg mesečnog proseka za grad Beograd, [IV.6]. Ove činjenice su osobito pogodovale primeni opisane metode za procenu kapaciteta DSM/DR.



Slika IV.5 Dijagram ekvivalentnih temperatura u zimskom periodu 2012/13.
/izvor: sl. 10 iz [IV.6]/

IV.3.3 Ulazni podaci za metodu oduzimanja snage toplifikovanih i gasifikovanih potrošača

Podaci o toplifikovanim i gasifikovanim potrošačima, nažalost, nisu dostupni za sve delove konzumnog područja EDB. Tako, na primer, za područje Pogona Mladenovac, u vreme izrade ovoga rada, još uvek nisu postojali podaci o toplifikovanim potrošačima (priključenim na sistem daljinskog, tzv. „centralnog“ grejanja). Drugo, za ogromnu većinu potrošača nije poznata stvarna vrednost njihove jednovremene ili barem registrovane maksimalne snage. Samo se za kategoriju „niski napon“ (kao i za sve potrošače na srednjem i visokom) vrši registrovanje, na mesečnom nivou, maksimalne vrednosti srednje 15-minutne snage. Jedini podatak koji se pouzdano ima za sve potrošače jeste potrošnja električne energije. Drugi dostupni podaci su odobrena vršna snaga ili obračunska snaga svakog potrošača. Za primenu ove metode, dakle, bilo bi potrebno vršiti procenu stvarne snage potrošača (bilo na osnovu protoka energije ili podatka o odobrenoj snazi). Jasno je da bi time bila unošena određena greška, koja bi – zbog brojnosti potrošača – mogla da se drastično umnoži i tako smanji preciznost i upotrebnu vrednost ove metode. Zbog navedena dva, osnovna problema, teorijski opisana metoda iz potpoglavlja IV.2.3 ima velika ograničenja u primeni.

Što se tiče prvog problema, tokom istraživanja vezanih za ovaj rad, utvrđeno je da ni za one potrošače za koje se imaju podaci o toplifikaciji/gasifikaciji i o utrošenoj električnoj energiji, podaci nemaju uvek očuvanu konzistentnost. To je posledica postojanja više različitih, nepovezanih bazâ podataka, lociranih na različitim serverima. Pritom su za

njihovo ažuriranje zadužena različita lica, iz više, funkcionalno nezavisnih, organizacionih delova EDB. Naime, za uže gradsko područje (tri gradska Sektora/Pogona), podaci o toplifikovanim i gasifikovanim potrošačima unosili su se u Informacioni podsistem Sistema daljinskog upravljanja (skr. IPS SDU), i oni su uglavnom oslonjeni na bazu podataka Infostana. Ni ažuriranje ovih podataka, međutim, nije sasvim pouzdano. Za prigradsko područje, podaci o toplifikaciji i gasifikaciji nisu unošeni u IPS SDU, već u zasebne baze podataka.

Osim toga, u nekoliko prethodnih godina, u EDB se radilo na tzv. šifriranju potrošača, tj. na utvrđivanju izvora njihovog napajanja na niskom i srednjem naponu. Takođe, u vreme rada na ovom istraživanju, a u sklopu poslova vezanih za pilot-projekat daljinskog očitavanja brojila (AMR), vršeno je, po posebnim i pojedinačnim zahtevima, namensko prostorno pozicioniranje potrošača (putem GPS) i snimanje njihove napojne niskonaponske mreže, sa ciljem preciznog utvrđivanja pripadnosti svakog pojedinačnog potrošača određenom trafo-rejonu SN/NN. I tu se, međutim, javlja problem stalnog ažuriranja podataka, s obzirom na – doduše nešto ređe primenjivanu – mogućnost promena granica napajanja na NN mreži.

Dakle, problem koji se javio jeste sledeći: čak i kod primene ove metode na manjem uzorku potrošača, kakav je skup onih koji su podvedeni pod AMR (i kod kojih, stoga, možemo imati podatke o stvarnim snagama), dolazi do pojave različitih podataka o broju potrošača, zavisno od toga koja se od baza podataka pretražuje. Ovi podaci su često, ne samo nekonzistentni, nego i međusobno kontradiktorni i nelogični. (Npr. za nekoliko posmatranih trafo-rejona, IPS SDU je dao podatke o manjem ukupnom broju potrošača od broja onih koji su u tom istom rejonu podvedeni pod sistem AMR, i što je utvrđeno snimanjem stanja na terenu!) U vreme rada na ovom istraživanju, u EDB je započet proces povezivanja tj. objedinjavanja različitih baza podataka, pa se jedino možemo nadati da će u budućnosti ovi problemi biti rešeni i time omogućene pouzdanije analize i šira primena ove i sličnih metoda.

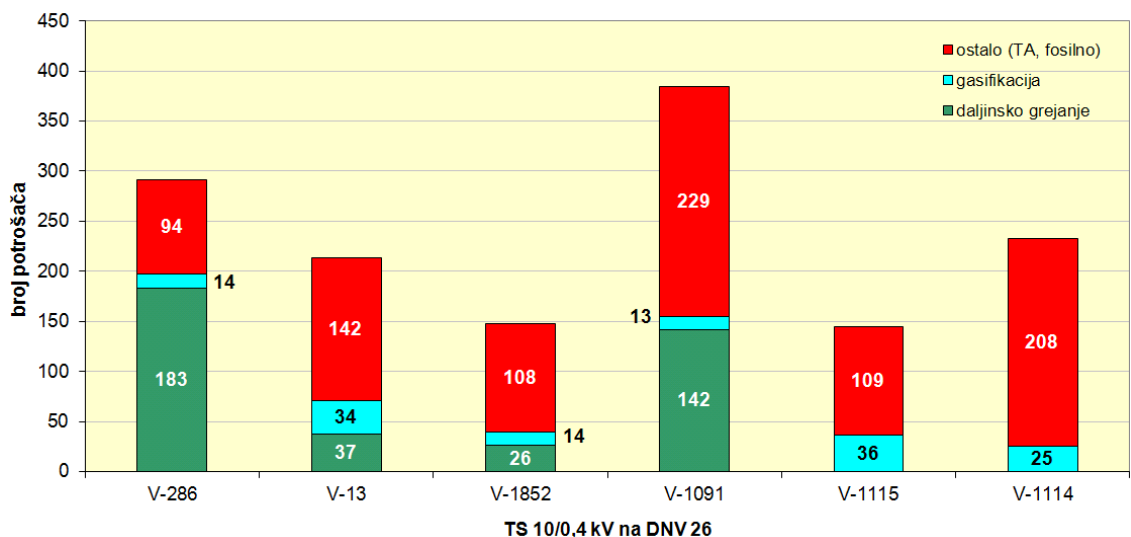
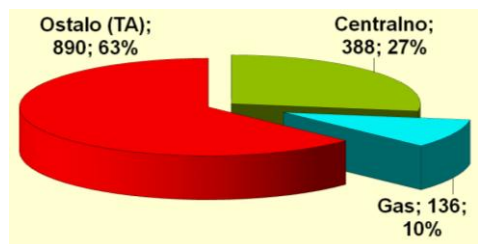
Dotad, zbog opisanih problema, odlučeno je da metoda opisana u IV.2.3 bude testirana samo na malom uzorku potrošača, sa mešovitim načinom grejanja, napojenih iz nekoliko TS 10/0,4 kV, priključenih na isti napojni vod 10 kV, u čijim rejonima je uveden sistem AMR. Reč je o pet TS 10/0,4 kV napojenih sa izvodne ćelije 10 kV br. 26 u TS 35/10 kV „Dušanovac“ (skr. DNV26). Pod registarskim brojem jedne od njih (V-1091) fizički postoji još jedna TS 10/0,4 kV, a na ovom izvodu se nalazi i još jedna zasebna TS 10/0,4 kV, reg.br. V-1852. Potrošači napojeni sa ove dve poslednje TS ne nalaze se na sistemu AMR. Podaci o onim TS sa DNV26 koje su podvedene pod sistem AMR, prikazani su u Tabeli IV.1. Zbirni podaci za sve TS sa DNV26 prikazani su u Tabeli IV.2 i na slici IV.6.

Tabela IV.1 Podaci o broju i grejanju potrošača na sistemu AMR, napojenih sa ćelije 10 kV DNV26

Trafo-stanica 10/0,4 kV		broj doma- ćinstava	broj ostalih/ važnih potrošača	potrošača ukupno	tip grejanja potrošača sa izabrane TS	Broj stanova sa CG	Gasifi- kacija	doma- ćinstva sa AMR	ostali potrošači sa AMR	ukupno potroš. sa AMR	NAPOMENE:
Reg.br.	Naziv										
V-1091	Vojvode Stepe 68	389	0	389	<40% CG, TA	142	13	201	5	206	postoje 2 TS, samo jedna u AMR sistemu
V-1114	Vojvode Stepe 37-39	235	2	237	TA,meš.,bezCG	0	25	201	18	219	
V-1115	Bože Jankovića 2	159	1	160	TA,meš.,bezCG	0	36	102	13	115	
V-13	Gostivarska 12a	225	1	226	<40% CG, TA	37	34	135	13	148	
V-296	Vojvode Stepe 106	294	0	294	>40% CG	183	14	205	3	208	

Tabela IV.2 Redosled napajanja i struktura potrošača na TS 10/0,4 kV napojenim sa DNV26

TS 10/0,4 kV	Stanova	Centralno	Gas	Ostalo (TA)
V-296	291	183	14	94
V-13	213	37	34	142
V-1852	148	26	14	108
V-1091	384	142	13	229
V-1115	145	0	36	109
V-1114	233	0	25	208
Ukupno:	1414	388	136	890



Slika IV.6 Struktura potrošača na DNV26 prema načinu grejanja

Iz baze podataka sistema pilot-projekta AMR u EDB moguće je uzeti podatke o opterećenjima i potrošnjama ovih potrošača, a iz baze „Domaćinstva“ i „Virmani“ (koje se koriste za izradu obračuna za utrošenu električnu energiju), raspoznati koji od njih imaju, a koji nemaju daljinsko grejanje. Zatim je moguće agregirati snage i potrošnje (u određenom periodu) jedne i druge vrste potrošača, kako bi se utvrdilo na koji način koja od grupa utiče na formiranje zbirnog dijagrama opterećenja napojnog izvoda 10 kV, DNV26. Njegov dijagram opterećenja je, pak, dostupan u ranije pomenutoj aplikaciji

WinMer, za bilo koji dan, počev od 2005. Poređenjem agregiranih i stvarno zabeleženog dijagrama opterećenja, moguće je proceniti kapacitet potrošača na posmatranom uzorku, za DSM/DR programe.

Pri svemu ovome, broj gasifikovanih potrošača je u daljim analizama zanemaren, ne toliko zbog relativno malog udela u ukupnom broju (oko 10%, v. sl. IV.6), koliko zbog sledeće činjenice: kada je do pre nekoliko godina cena prirodnoga gasa bila višestruko niža, gasifikacija i orijentisanje grejanja domaćinstava, pripreme hrane i tople vode u njima na gas, uzeli su maha. I planiranje elektrodistributivnih mreža ozbiljno je računalo na gasifikaciju pojedinih delova konzuma, očekujući pad vršnog opterećenja i utrošene električne energije u njima. Sa snažnim trendom porasta cene gasa, međutim, mnoga domaćinstva već priključena na gasnu mrežu, odustala su od korišćenja ovog energenta i preorijentisala su se na druge, uključujući i električnu energiju, naročito imajući u vidu njenu, još uvek jako depresiranu, cenu u Srbiji. Stoga nalazimo da je, barem u ovom trenutku, sâm podatak o broju gasifikovanih potrošača nedovoljno relevantan za ovde urađene analize, jer ne znači da domaćinstvo koje je gasifikovano, ovaj energent zaista i koristi.

V REZULTATI PRIMENE PREDLOŽENIH METODA ZA PROCENU KAPACITETA DSM/DR

V.1 Rezultati primene metode korišćenja odnosa potrošnje po nižoj i višoj tarifi, zimi i leti

U nastavku će najpre biti izloženi rezultati analize prosečne potrošnje tokom letnjeg perioda 2012. i zimske sezone 2012/13, svih kupaca priključenih na niskom naponu (NN) na konzumnom području EDB. S obzirom da je ceo novembar 2012. karakterisala neuobičajeno visoka srednja dnevna temperatura, za vršnu zimsku sezonu 2012/13. usvojen je tromesečni period od početka decembra 2012. do kraja februara 2013. U formulama, tabelama i na graficima u ovom poglavlju navedeni period nosi oznaku (Z). Da bi se u analizama izbegao uticaj efekta povećanja potrošnje usled intenzivnog rashlađivanja prostorija klima-uređajima tokom najtoplijih letnjih meseci, kao „leto“ (L) su usvojena tri rubna meseca – april, maj i septembar. Da bi se, pak, istražio i kapacitet za DSM/DR koji postoji u klima-uređajima, posmatran je i analiziran i tromesečni vršni letnji period (jun-avgust 2012.), u poglavlju označen sa (K). Prema prvoj metodologiji predloženoj i obrazloženoj u prethodnom poglavlju, posmatrane su i međusobno poređene potrošnje tokom ova tri perioda, i to na sledeći način; postavljeni su određeni kriterijumi prema kojima je, u bazi podataka koja se koristi za izradu obračuna kupcima, izvršeno pretraživanje i razvrstavanje kupaca (potrošača), u odgovarajuće grupe.

Osnovni kriterijumi, koji su takođe međusobno kombinovani u cilju filtriranja potrošača u manje podgrupe, od različitog interesa za DSM/DR, bili su sledeći:

$$\frac{W_Z}{W_L} > 1,5 \quad , \quad (5.1)$$

$$\frac{W_Z}{W_L} > 2,0 \quad , \quad (5.2)$$

$$\frac{W_Z}{W_K} > 1,5 \quad , \quad (5.3)$$

$$\frac{W_Z}{W_K} > 2,0 \quad , \quad (5.4)$$

$$\frac{W_K}{W_L} > 1,25 \quad , \quad (5.5)$$

$$\frac{W_K}{W_L} > 1,5 \quad , \quad (5.6)$$

$$\frac{W_{MTZ}}{W_{MTL}} > 1,25 \quad , \quad (5.7)$$

$$\frac{W_{MTZ}}{W_{MTL}} > 1,5 \quad , \quad (5.8)$$

$$\frac{W_{MTZ}}{W_{MTK}} > 1,25 \quad (5.9) \quad \text{i}$$

$$\frac{W_{MTZ}}{W_{MTK}} > 1,5 \quad , \quad (5.10)$$

gde su:

W_Z – prosečna mesečna potrošnja električne energije tokom vršne zimske sezone;

W_L – prosečna mesečna potrošnja električne energije tokom leta, bez uticaja klima-uređaja;

W_K – prosečna mesečna potrošnja električne energije tokom vršne letnje sezone, sa uticajem klima-uređaja;

W_{MTZ} – prosečna mesečna potrošnja električne energije po manjoj tarifi (MT) tokom vršne zimske sezone;

W_{MTL} – prosečna mesečna potrošnja električne energije po MT tokom leta, bez uticaja klima-uređaja;

W_{MTK} – prosečna mesečna potrošnja po MT tokom vršne letnje sezone, sa uticajem klima-uređaja.

Pretrage baze podataka [V.1] i [V.2] EDB sa potrošnjama kupaca, prema gore navedenim kriterijumima i njihovim kombinacijama, izvršene su za dve kategorije, za sve kupce priključene na NN mrežu EDB. Prva je kategorija *Široke potrošnje – domaćinstva*, u kojoj je ukupan broj analiziranih potrošača bio 746.038. Ukupna prosečna mesečna potrošnja ovih kupaca iznosila je 411.437.501 kWh zimi, 255.762.197 kWh u rubnom i 239.611.178 kWh u vršnom letnjem periodu. Druga kategorija je *Potrošnja na niskom naponu*, i to onaj njen deo koga čine fizička lica (pretežno domaćinstva sa ugrađenim tzv. direktnim mernim grupama, skr. DMG). Ovih kupaca je u trenutku analize bilo 6382. Ukupna prosečna mesečna potrošnja ovih kupaca iznosila je 14.979.170 kWh zimi, 5.475.740 kWh u rubnom i 4.797.777 kWh u vršnom letnjem periodu.

V.1.1 Istraživanje ukupnog kapaciteta za DSM/DR tokom zimskog perioda

Dobijeni rezultati pretraživanja baze podataka i grupisanja kupaca prikazani su u Tabeli V.1 (za 11 najuticajnijih grupa u kategoriji *Široka potrošnja*, definisanih na osnovu navedenih kriterijuma) i u Tabeli V.2 (za 11 najuticajnijih grupa kupaca sa DMG). Rezultati u ovim tabelama su složeni po opadajućem redosledu vrednosti ukupne potrošnje tokom najizrazitijeg, zimskog perioda (kolona „UK.ZIMA“).

Tabela V.1.a Deo rezultata pretraživanja baze podataka o potrošnji kupaca u kategoriji *Široka potrošnja*

BR_POT	Prosečna potrošnja (kWh/mes)			Ukupna potrošnja (kWh/mes)			ISPUNJENI KRITERIJUMI
	ZIMA	LETO	KLIMA	UK. ZIMA	UK. LETO	UK. KLIMA	
135.870	1122,56	343,97	273,24	152.522.363,07	46.735.747,38	37.124.711,19	$W_2/W_L > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_2/W_K > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTK} > 1,5$
291.813	330,97	340,73	323,55	96.581.348,61	99.427.984,43	94.415.804,34	Nije ispunjen nijedan postavljeni kriterijum
17.865	871,52	484,74	347,26	15.569.651,21	8.659.951,56	6.203.782,04	$W_2/W_L > 1,5$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_2/W_K > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTK} > 1,5$
27.822	489,66	444,30	389,24	13.623.264,88	12.361.342,42	10.829.490,92	$W_{MTZ}/W_{MTK} > 1,25$
12.153	833,98	488,75	470,48	10.135.310,33	5.939.790,90	5.717.706,98	$W_2/W_L > 1,5$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_2/W_K > 1,25$, $W_{MTZ}/W_{MTK} > 1,5$
14.686	673,83	194,80	149,40	9.895.911,44	2.860.862,17	2.194.073,71	$W_2/W_L > 2$, $W_2/W_K > 2$
31.443	307,30	311,95	420,97	9.662.433,90	9.808.769,62	13.236.496,82	$W_K/W_L > 1,25$
16.589	436,17	353,40	266,17	7.235.557,77	5.862.618,96	4.415.444,36	$W_2/W_K > 1,5$
6.155	1034,94	238,09	320,00	6.370.068,01	1.465.413,18	1.969.606,16	$W_K/W_L > 1,25$, $W_2/W_L > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_2/W_K > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTK} > 1,5$
10.397	535,42	440,16	427,58	5.566.782,53	4.576.312,33	4.445.538,86	$W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,25$, $W_{MTZ}/W_{MTK} > 1,25$
6.207	848,80	113,98	218,83	5.268.526,43	707.467,65	1.358.284,02	$W_K/W_L > 1,5$, $W_2/W_L > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_2/W_K > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTK} > 1,5$

Tabela V.1.b Udeo potrošnje najuticajnijih grupâ kupaca u kategoriji *Široka potrošnja*

%	Prosečna potrošnja (kWh/mes)			Ukupna potrošnja (%)			ISPUNJENI KRITERIJUMI
	ZIMA	LETO	KLIMA	UK. ZIMA	UK. LETO	UK. KLIMA	
18,212	1122,56	343,97	273,24	37,071	18,273	15,494	$W_z/W_l > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
39,115	330,97	340,73	323,55	23,474	38,875	39,404	Nije ispunjen nijedan postavljeni kriterijum
2,395	871,52	484,74	347,26	3,784	3,386	2,589	$W_z/W_l > 1,5$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
3,729	489,66	444,30	389,24	3,311	4,833	4,520	$W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,25$
1,629	833,98	488,75	470,48	2,463	2,322	2,386	$W_z/W_l > 1,5$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 1,25$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
1,969	673,83	194,80	149,40	2,405	1,119	0,916	$W_z/W_l > 2$, $W_z/W_k > 2$
4,215	307,30	311,95	420,97	2,348	3,835	5,524	$W_k/W_l > 1,25$
2,224	436,17	353,40	266,17	1,759	2,292	1,843	$W_z/W_k > 1,5$
0,825	1034,94	238,09	320,00	1,548	0,573	0,822	$W_k/W_l > 1,25$, $W_z/W_l > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
1,394	535,42	440,16	427,58	1,353	1,789	1,855	$W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,25$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,25$
0,832	848,80	113,98	218,83	1,281	0,277	0,567	$W_k/W_l > 1,5$, $W_z/W_l > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$

U tabelama s ekstenzijom (a) date su apsolutne vrednosti, a u onima sa (b) procentualno učešće pojedinih grupa u ukupnom broju potrošača posmatrane kategorije tj. u njenoj ukupnoj potrošnji električne energije. U Tabeli V.2 prosečna snaga (u kW) predstavlja srednju vrednost – za posmatranu grupu – maksimalnog petnaestominutnog opterećenja registrovanog pomoću DMG.

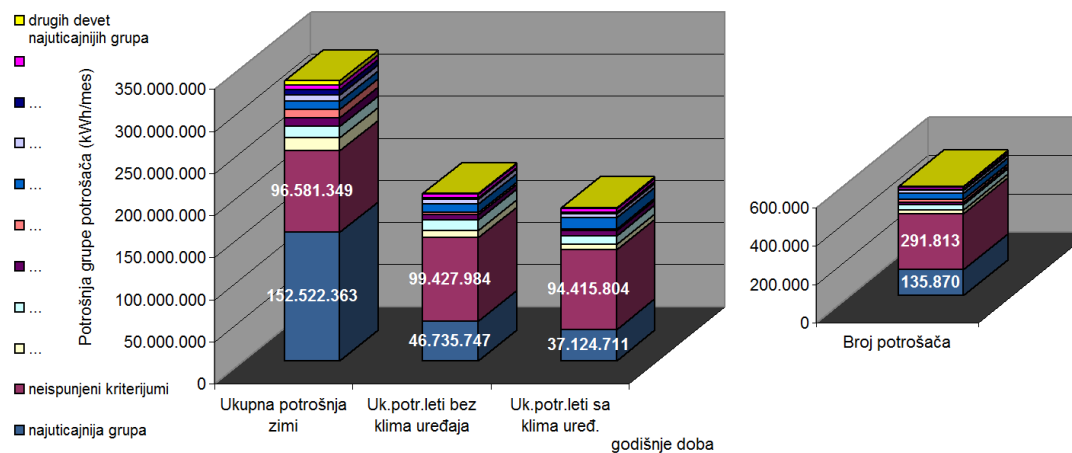
Tabela V.2.a Deo rezultata pretraživanja baze podataka o potrošnji kupaca u kategoriji *Niski napon* (DMG)

BR_POT	Prosečna potrošnja (kWh/mes)			Prosečna snaga (kW)			Ukupna potrošnja (kWh/mes)			ISPUNJENI KRITERIJUMI
	ZIMA	LETO	KLIMA	SNAGA_Z	SNAGA_L	SNAGA_K	UK. ZIMA	UK. LETO	UK. KLIMA	
3319	3193,828	638,912	436,416	49	33	19	10.600.315,13	2.120.548,93	1.448.464,70	$W_z/W_l > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
1347	707,509	941,596	862,887	40	41	39	953.014,62	1.268.329,81	1.162.308,79	Nije ispunjen nijedan kriterijum
135	2794,615	291,496	596,4	24	16	16	377.273,03	39.351,96	80.514,00	$W_z/W_l > 1,5$, $W_z/W_l > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
148	2382,926	1331,628	856,459	39	28	22	352.673,05	197.080,94	126.755,93	$W_z/W_l > 1,5$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
106	3049,802	570,651	774,217	29	12	14	323.279,01	60.489,01	82.067,00	$W_z/W_l > 1,25$, $W_z/W_l > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
136	1858,566	2146,493	2889,081	33	29	28	252.764,98	291.923,05	392.915,02	$W_z/W_l > 1,25$
92	2484,739	1406,902	1417,239	28	18	18	228.595,99	129.434,98	130.385,99	$W_z/W_l > 1,5$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 1,5$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
81	1378,815	1647,543	264,148	23	17	11	111.684,02	133.450,98	21.395,99	$W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
57	1811,596	1794,316	1488,877	24	31	25	103.260,97	102.276,01	84.865,99	$W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,25$
39	2231,564	1762,615	1754,564	31	22	29	87.031,00	68.741,99	68.428,00	$W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,25$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,25$
42	2068,667	1738,881	1676,286	27	23	24	86.884,01	73.033,00	70.404,01	$W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$

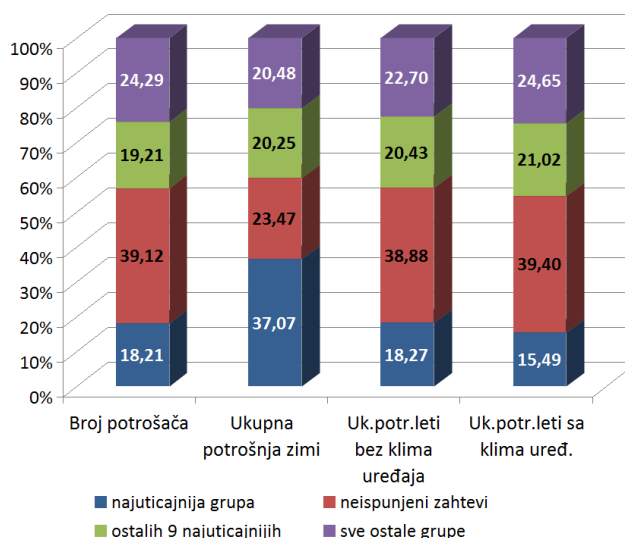
Tabela V.2.b Udeo potrošnje najuticajnijih grupâ kupaca u kategoriji *Niski napon* (DMG) – fizička lica

%	Prosečna potrošnja (kWh/mes)			Prosečna snaga (kW)			Ukupna potrošnja (%)			ISPUNJENI KRITERIJUMI
	ZIMA	LETO	KLIMA	SNAGA_Z	SNAGA_L	SNAGA_K	UK. ZIMA	UK. LETO	UK. KLIMA	
52,006	3193,828	638,912	436,416	49	33	19	70,767	38,726	30,190	$W_z/W_l > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
21,106	707,509	941,596	862,887	40	41	39	6,362	23,163	24,226	Nije ispunjen nijedan kriterijum
2,115	2794,615	291,496	596,400	24	16	16	2,519	0,719	1,678	$W_z/W_l > 1,5$, $W_z/W_l > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
2,319	2382,926	1331,628	856,459	39	28	22	2,354	3,599	2,642	$W_z/W_l > 1,5$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
1,661	3049,802	570,651	774,217	29	12	14	2,158	1,105	1,711	$W_z/W_l > 1,25$, $W_z/W_l > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
2,131	1858,566	2146,493	2889,081	33	29	28	1,687	5,331	8,190	$W_z/W_l > 1,25$
1,442	2484,739	1406,902	1417,239	28	18	18	1,526	2,364	2,718	$W_z/W_l > 1,5$, $W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_z/W_k > 1,5$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
1,269	1378,815	1647,543	264,148	23	17	11	0,746	2,437	0,446	$W_z/W_k > 2$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$
0,893	1811,596	1794,316	1488,877	24	31	25	0,689	1,868	1,769	$W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,25$
0,611	2231,564	1762,615	1754,564	31	22	29	0,581	1,255	1,426	$W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,25$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,25$
0,658	2068,667	1738,881	1676,286	27	23	24	0,580	1,334	1,467	$W_{MTZ}/W_{MTL} > 1,5$, $W_{MTZ}/W_{MTR} > 1,5$

Takođe su, na slikama V.1 i V.2, grafički prikazane i ukupno utrošena električna energija (grafik levo na slici V.1.a) i ukupan broj potrošača po grupama (grafik desno), i to za 11 najbrojnijih grupa tj. za grupe koje su najuticajnije na ukupnu potrošnju. Radi bolje ilustracije uticaja pojedinih grupa potrošača na ukupno utrošenu električnu energiju, u Tabeli V.1.b i na slici V.1.b prikazano je njihovo procentualno učešće.



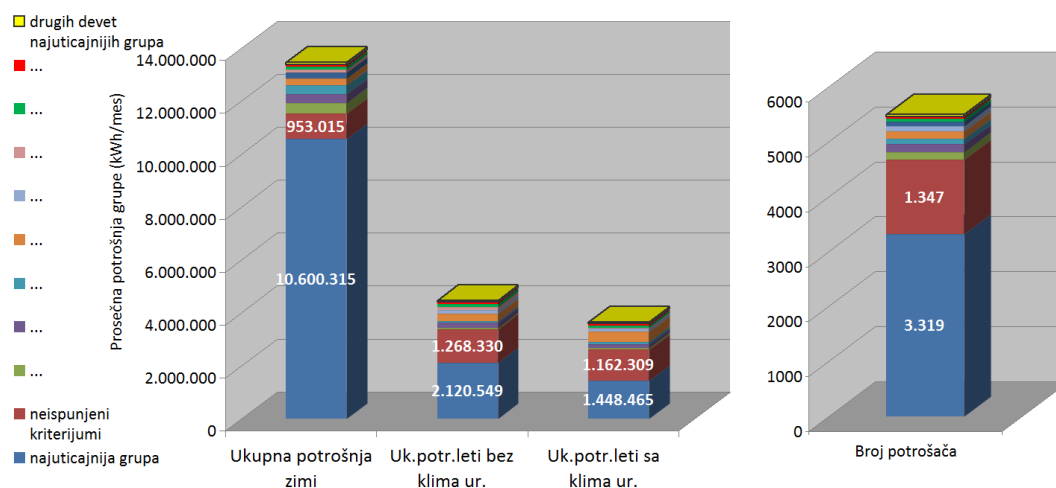
Slika V.1.a Prosečna potrošnja prosečnih potrošača u najbrojnijim i najuticajnijim grupama iz kategorije *Široka potrošnja (domaćinstva)* i njihov broj



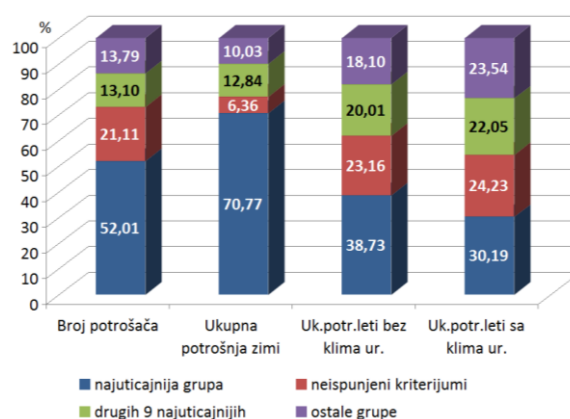
Slika V.1.b Udeo broja i potrošnje prosečnih potrošača u najbrojnijim i najuticajnijim grupama iz kategorije *Široka potrošnja (domaćinstva)*

Ono što je zanimljivo kod obe kategorije potrošnje, jeste da se u odnosu na ostale, brojnošću u ukupno utrošenom električnom energijom, jasno izdvojila ista grupa potrošača, koja zadovoljava kriterijume (5.2), (5.4), (5.8) i (5.10). U kategoriji *Široke potrošnje*, ova grupa je, doduše, malobrojnija od najveće – one koja ne zadovoljava nijedan od postavljenih kriterijuma. Uprkos tome, ta prva grupa je najuticajnija, jer u zimskom periodu troši ubedljivo najveći deo energije. Ona obuhvata svega 18,21% potrošača iz ove kategorije, a tada troši čak 37,07% ukupne električne energije za kategoriju „*Široka potrošnja*“. To ovu grupu čini najozbiljnijim kandidatom za primenu DSM/DR programa. Udeo bilo koje druge grupe, pa i onih prvih narednih po broju i uticaju, za red veličine je manji. Kod kupaca sa DMG, grupa koja zadovoljava navedene kriterijume je i najbrojnija (52,1%) i najuticajnija (70,77% energije u ovoj kategoriji potrošnje). Ipak, reč je o relativno malom broju kupaca u odnosu na ceo konzum (oko

6,5% svih potrošača priključenih na NN), pa bi primena DSM/DR programa na nju imala manje efekte od eventualne masovne primene u kategoriji široka potrošnja. Sa druge strane, s obzirom na tehničku mogućnost registrovanja maksimalne vrednosti srednje 15-minutne snage, efekti eventualnog DSM/DR programa ovde bi bili lakši za praćenje. Takođe, imajući u vidu da je prosečna potrošnja po kupcu u kategoriji „Niski napon“ mnogo veća, ona je pogodnija za pilot-programe DSM/DR i brže postizanje njihovih početnih efekata.



Slika V.2.a Prosečna potrošnja prosečnih potrošača u najbrojnijim i najuticajnijim grupama iz kategorije *Niski napon* – fizička lica (sa DMG) i njihov broj



Slika V.2.b Udeo broja i prosečne potrošnje potrošača u najbrojnijim i najuticajnijim grupama iz kategorije *Niski napon* – fizička lica (sa DMG)

V.1.2 Istraživanje kapaciteta za DSM/DR u TA pećima

Dalji korak je predstavljalo dodatno filtriranje baze podataka u cilju raspoznavanja potrošača sa TA pećima, tj. njihovog odvajanja od ostalih potrošača koji koriste električnu energiju za zagrevanje svojih prostorija. Ovaj postupak je opisan u prethodnom poglavlju, a njegova suština leži u tome da se iz grupe potrošača koja

tokom zime ima značajno veću ukupnu potrošnju električne energije nego tokom leta, odvoje potrošači koji imaju osetno veću potrošnju po nižoj (manjoj) tarifi, kako zimi, tako i manju potrošnju po toj tarifi leti nego zimi. Rezultati ovakvog razvrstavanja potrošača prema ovim kriterijumima dati su u Tabeli V.3 i na sl. V.3.

Tabela V.3.a Broj potrošača i mesečna potrošnja po potrošaču i grupi – sa TA pećima, ostalim grejnim uređajima na električnu energiju i neelektrično grejanje;
kategorija: *Široka potrošnja*

GREJANJE	BR_POT	Prosečna potrošnja (kWh/mes.)			Ukupna potrošnja (kWh/mes.)		
		ZIMA	LETO	KLIMA	UK.ZIMA	UK.LETO	UK.KLIMA
Neelektrično grejanje	498.787	367.232	350.432	336.655	183.170.548	174.790.926	167.919.137
Ostalo el. grejanje: Z/L > 2	20.095	609.987	179.256	162.718	12.257.689	3.602.149	3.269.818
Ostalo el. grejanje?: 2 > Z/L > 1,5	17.354	448.061	265,98	254,91	7.775.651	4.615.817	4.423.708
TA : Z/L > 2; MTZ/MTL > 1,5	160.295	1070.793	323.819	281.328	171.642.764	51.906.567	45.095.472
TA? : Z/L > 2; 1,5 > MTZ/MTL > 1,25	2.222	618.282	248.164	236.906	1.373.823	551.420	526.405
TA? : 2 > Z/L > 1,5; MTZ/MTL > 1,5	38.371	792.105	452.803	405.432	30.393.861	17.374.504	15.556.831
TA? : 2 > Z/L > 1,5; 1,5 > MTZ/MTL > 1,25	8.914	541.074	327.677	316.293	4.823.134	2.920.913	2.819.436
Ukupno:	746.038				411.437.468	255.762.296	239.610.808

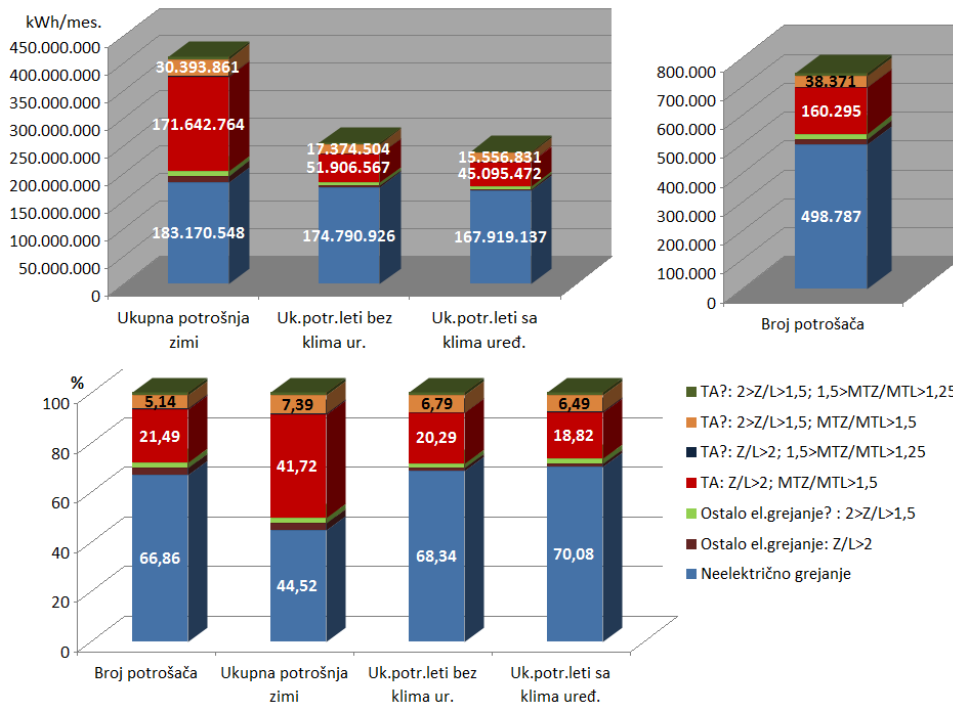
Tabela V.3.b Procentualni udeli potrošača i njihove potrošnje po podgrupama – sa TA pećima, ostalim grejnim uređajima na električnu energiju i neelektrično grejanje;
kategorija: *Široka potrošnja*

GREJANJE	BR_POT	%	Prosečna potrošnja (kWh/mes.)			Ukupna potrošnja (kWh/mes.)		
			ZIMA	LETO	KLIMA	UK.ZIMA	UK.LETO	UK.KLIMA
Neelektrično grejanje		66,858	367.232	350.432	336.655	44.520	68.341	70.080
Ostalo el. grejanje: Z/L > 2		2,694	609.987	179.256	162.718	2.979	1.408	1.365
Ostalo el. grejanje?: 2 > Z/L > 1,5		2,326	448.061	265,98	254,91	1,890	1,805	1,846
TA : Z/L > 2; MTZ/MTL > 1,5		21,486	1070.793	323.819	281.328	41,718	20,295	18,820
TA? : Z/L > 2; 1,5 > MTZ/MTL > 1,25		0,298	618.282	248.164	236.906	0,334	0,216	0,220
TA? : 2 > Z/L > 1,5; MTZ/MTL > 1,5		5,143	792.105	452.803	405.432	7,387	6,793	6,493
TA? : 2 > Z/L > 1,5; 1,5 > MTZ/MTL > 1,25		1,195	541.074	327.677	316.293	1,172	1,142	1,177
Ukupno:		100,000				100,000	100,000	100,000

Kao što vidimo, potrošača koji sigurno koriste TA peći ima trostruko manje nego onih koji sigurno imaju neelektrično grejanje. Ipak, uticaj potrošača sa TA pećima na ukupnu potrošnju tokom zime je više nego značajan, jer se gotovo izjednačava sa udelom te druge, tri puta brojnije grupe potrošača. Zanimljivo je da je tokom leta (sa i bez uticaja klima-uređaja), potrošnja električne energije po ovako razvrstanim grupama potrošača, praktično srazmerna njihovoj brojnosti. To znači da je u svim, ovde razmatranim, grupama potrošača iz kategorije „*Široka potrošnja – domaćinstva*“, približno jednak udeo potrošača koji koriste klima-uređaje, i da je njihovo ponašanje leti (način korišćenja rashladnih uređaja), približno isto.

Analogno pretraživanje baze EDB urađeno je i za kategoriju „*Potrošnja na niskom naponu*“, za fizička lica sa DMG (dakle, pretežno je reč o domaćinstvima). Ovi rezultati su dati u Tabeli V.4 i na slici V.4.

Za razliku od prethodne kategorije potrošnje, u ovoj, malobrojnijoj, udeo potrošača (u %) sa električnim grejanjem i akumuliranjem energije je gotovo trostruko veći. Pritom je njihov udeo u ukupno utrošenoj energiji još osetniji (77,5%). Kao i u prethodnom razmatranju ukupnog zimskog kapaciteta za DSM/DR (potpogl. V.1.1), i ovde važe zapažanja po pitanju primene ovih programâ na potrošače sa DMG.



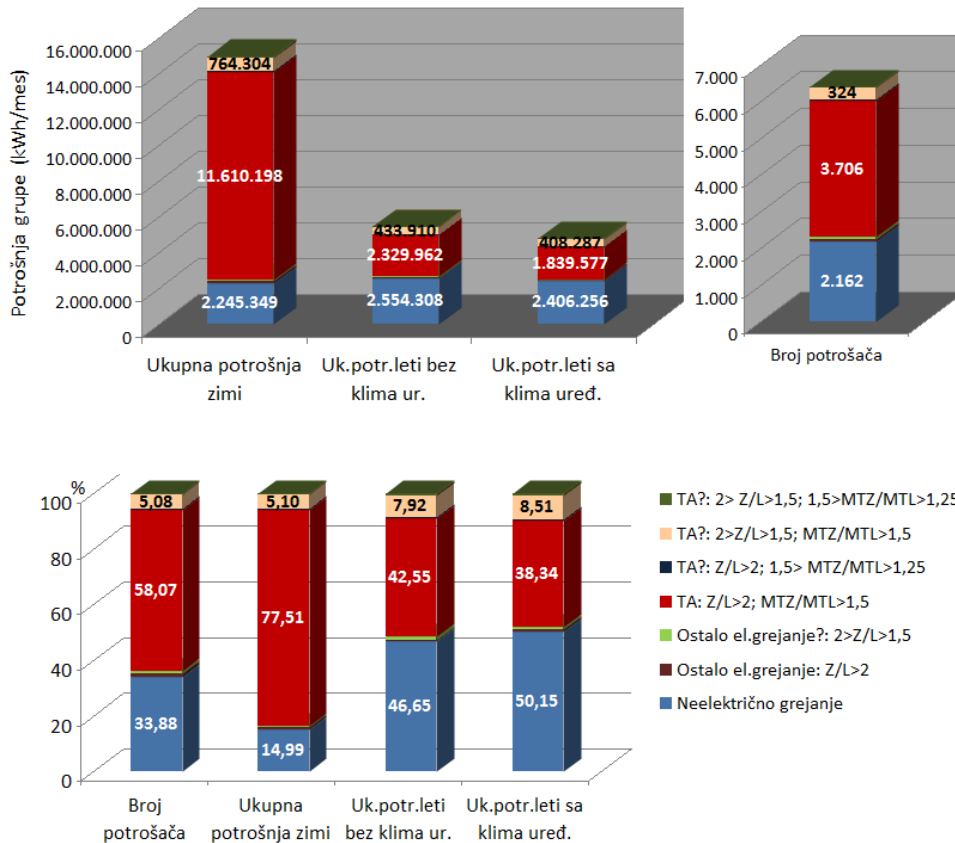
Slika V.3 Udeli neelektričnog i različitih vrsta električnog grejanja u ukupnoj potrošnji kategorije Široka potrošnja – u apsolutnim iznosima (gore levo), u procentima (dole) i broj potrošača (gore desno)

Tabela V.4.a Broj potrošača i mesečna potrošnja po potrošaču i grupi – sa TA pećima, ostalim grejnim uređajima na električnu energiju i neelektrično grejanje; kategorija: Potrošnja na niskom naponu, (DMG) – fizička lica

GREJANJE	BR_POT	Prosečna potrošnja (kWh/mes.)			Ukupna potrošnja (kWh/mes.)		
		ZIMA	LETO	KLIMA	UK.ZIMA	UK.LETO	UK.KLIMA
Neelektrično grejanje	2162	1038,552	1181,456	1112,977	2.245.349	2.554.308	2.406.256
Ostalo el. grejanje: Z/L > 2	75	1864,507	564,52	484,84	139.838	42.339	36.363
Ostalo el. grejanje?: 2 > Z/L > 1,5	54	1596,537	921,056	878,333	86.213	49.737	47.430
TA : Z/L > 2; MTZ/MTL > 1,5	3706	3132,811	628,7	496,378	11.610.198	2.329.962	1.839.577
TA?: Z/L > 2; 1,5 > MTZ/MTL > 1,25	29	1913,31	615,207	468,586	55.486	17.841	13.589
TA?: 2 > Z/L > 1,5; MTZ/MTL > 1,5	324	2358,963	1339,228	1260,145	764.304	433.910	408.287
TA?: 2 > Z/L > 1,5; 1,5 > MTZ/MTL > 1,25	32	2430,719	1488,875	1446,156	77.783	47.644	46.277
Ukupno:	6.382				14.979.171	5.475.741	4.797.779

Tabela V.4.b Procentualni udeli potrošača i njihove potrošnje po podgrupama – sa TA pećima, ostalim grejnim uređajima na električnu energiju i neelektrično grejanje; kategorija: DMG – fizička lica

GREJANJE	%	Prosečna vrednost maksimalne snage (kW)			Ukupna potrošnja (kWh/mes.)		
		BR_POT	SNAGA_L	SNAGA_Z	SNAGA_K	UK.ZIMA	UK.LETO
Neelektrično grejanje	33,877	41	40	39	14,990	46,648	50,154
Ostalo el. grejanje: Z/L > 2	1,175	15	31	14	0,934	0,773	0,758
Ostalo el. grejanje?: 2 > Z/L > 1,5	0,846	27	30	25	0,576	0,908	0,989
TA : Z/L > 2; MTZ/MTL > 1,5	58,070	33	49	36	77,509	42,551	38,342
TA?: Z/L > 2; 1,5 > MTZ/MTL > 1,25	0,454	8	18	7	0,370	0,326	0,283
TA?: 2 > Z/L > 1,5; MTZ/MTL > 1,5	5,077	35	46	44	5,102	7,924	8,510
TA?: 2 > Z/L > 1,5; 1,5 > MTZ/MTL > 1,25	0,501	25	41	22	0,519	0,870	0,965
Ukupno:	100,000				100,000	100,000	100,000



Slika V.4 Udeli neelektričnog i različitih vrsta električnog grejanja u ukupnoj potrošnji kategorije DMG – fizička lica – u apsolutnim iznosima (gore levo), u procentima (dole) i broj potrošača (gore desno)

V.1.3 Istraživanje kapaciteta za DSM/DR tokom vršnog letnjeg perioda

Na sličan način kao u prethodnom potpoglavlju, samo uz postavljanje drugačijih kriterijuma, ovde navedenih u tabeli V.5, izvršeno je odgovarajuće pretraživanje baza [V.1] i [V.2] EDB sa podacima o potrošnji kupaca električne energije, u cilju određivanja kapaciteta klima-uređaja za programe DSM/DR. Kao što se može videti, posmatrani su odnosi potrošnje u vršnom i rubnom letnjem periodu. Rezultati su takođe dati u tabeli V.5, kao i grafički, na slici V.5.

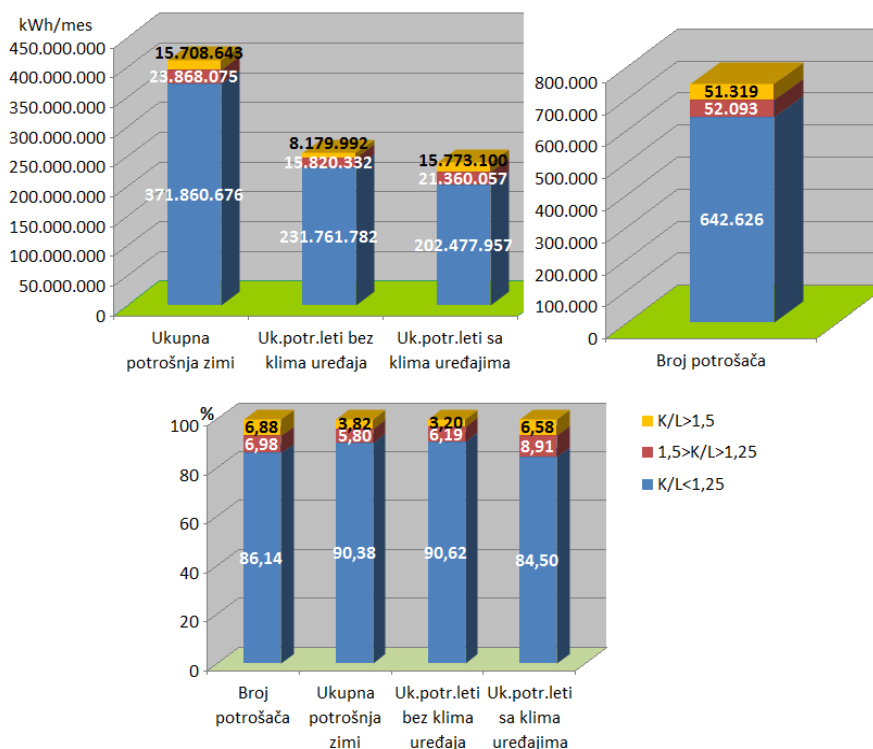
Vidimo da svega po oko 7% potrošača u kategoriji „Široka potrošnja“ ima za preko 25% tj. za preko 50% veću potrošnju električne energije u vršnom letnjem u odnosu na rubni letnji period. Tokom zime i rubnog letnjeg perioda, udeo (u %) prve podgrupe u ukupnoj potrošnji približno odgovara njenom udelu u ukupnom broju potrošača (i iznosi oko 6%), dok je udeo u potrošnji druge podgrupe upola manji. U vršnom letnjem periodu, pak, udeo u potrošnji obe grupe raste, s tim što je porast udela podgrupe „preko 25%“ nešto veći. Kao i kod prethodnih rezultata, uočljivo je da je prosečna mesečna potrošnja u vršnom letnjem periodu manja nego u rubnom letnjem. To je posledica sezone godišnjih odmora i odsustva velikog broja ljudi iz njihovih domova.

Tabela V.5.a Broj potrošača i mesečna potrošnja po potrošaču i grupi – sa klima-uređajima; kategorija: *Široka potrošnja*

UTICAJ_KLIME	BR_POT	Prosečna potrošnja (kWh/mes.potr.)			Ukupna potrošnja (kWh/mes)		
		ZIMA	LETO	KLIMA	UK.ZIMA	UK.LETO	UK.KLIMA
K/L < 1,25	642.626	578,658	360,648	315,079	371.860.676	231.761.782	202.477.957
1,5 > K/L > 1,25	52.093	458,182	303,694	410,037	23.868.075	15.820.332	21.360.057
K/L > 1,5	51.319	306,098	159,395	307,354	15.708.643	8.179.992	15.773.100
Ukupno:	746.038				411.437.394	255.762.105	239.611.115

Tabela V.5.b Procentualni udeli potrošača i njihove potrošnje po podgrupama – sa klima uređajima; kategorija: *Široka potrošnja*

UTICAJ_KLIME	BR_POT	%	Prosečna potrošnja (kWh/mes.potr.)			Ukupna potrošnja (kWh/mes)		
			ZIMA	LETO	KLIMA	UK.ZIMA	UK.LETO	UK.KLIMA
K/L < 1,25	642.626	86,139	578,658	360,648	315,079	90,381	90,616	84,503
1,5 > K/L > 1,25	52.093	6,983	458,182	303,694	410,037	5,801	6,186	8,914
K/L > 1,5	51.319	6,879	306,098	159,395	307,354	3,818	3,198	6,583
Ukupno:	746.038	100,000				100,000	100,000	100,000



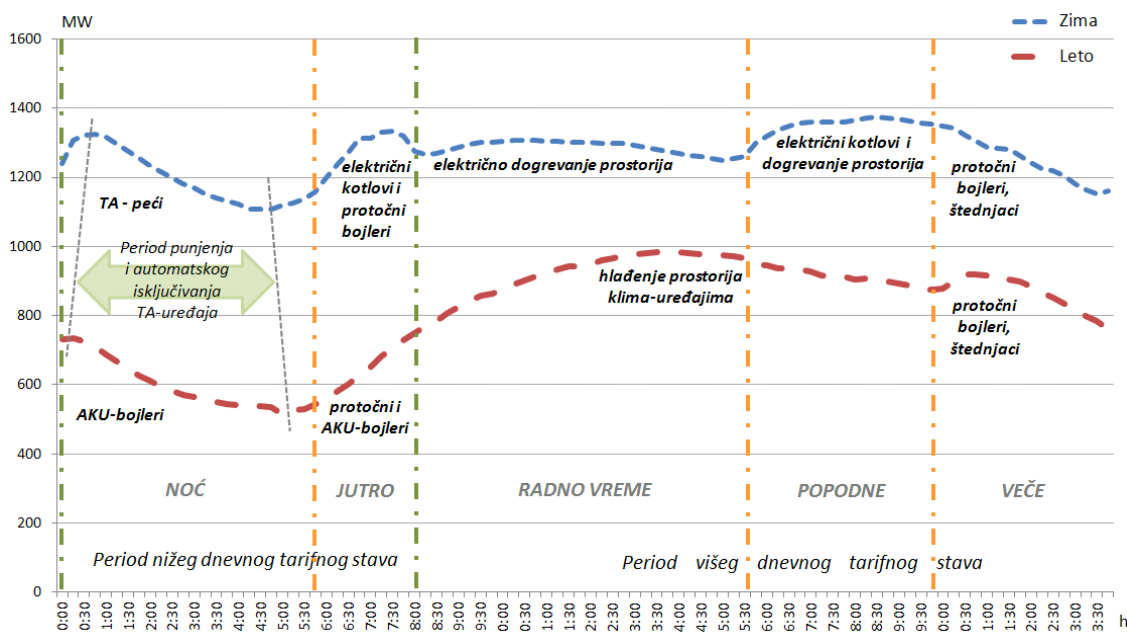
Slika V.5 Udeli potrošača sa klima-uređajima u ukupnoj potrošnji kategorije *Široka potrošnja* – u apsolutnim iznosima (gore levo), u procentima (dole) i broj potrošača (gore desno)

Već je rečeno da se samo povećanje temperature prostorija od 2 °C može smatrati prihvatljivim sa aspekta komfora korisnika. To znači da se može uštedeti samo jedan manji deo ovog porasta, tj. razlike energije iz perioda (K) i (L), sa slike V.5 (tj. razlike vrhova poslednja dva stupca desno). Dakle, smanjenje vrednosti angažovane snage, tokom aktivnog dela letnjeg dana, može biti veoma ograničeno. Sa druge strane, za

DSM/DR je daleko povoljnije ukoliko se veći deo zimske potrošnje energije sa slikâ V.1 do V.4 može izmestiti iz periodâ veće potrošnje/opterećenja u periode manje potrošnje/snage tokom zimskog dana.

V.1.4 Poređenje zimskog i vršnog letnjeg kapaciteta za DSM/DR

Dodatno, poređenje zimskih i letnjih kapaciteta za DSM/DR može se ilustrovati vizuelno, uvidom u dva odgovarajuća, karakteristična dnevna dijagrama najvećeg dela konzumnog područja EDB, iz [V.5], razmatranog i u narednom potpoglavlju. Tipični zimski i letnji dnevni dijagrami opterećenja, za radne dane, prikazani su na slici V.6. Na ovoj slici su naznačena i trošila preovlađujuća u određenim periodima dana, koja utiču na oblikovanje dijagrama opterećenja.



Slika V.6 Poređenje karakterističnih zimskog i letnjeg dnevnog dijagrama opterećenja konzuma Beograda

Sa ove slike je uočljivo sledeće:

- razlika zimskog i letnjeg vršnog opterećenja je oko 400 MW, s tim da je zimska sezona i dalje ona koja je kritična;
- leti su dnevne oscilacije opterećenja veće (oko 500 MW) nego zimi (300 MW), ali su zimi češće;
- vršno opterećenje leti nastupa nakon zenita, oko pet časova ranije nego zimi. Leti se, naime, u najtoplijem delu dana intenzivnije koriste klime i drugi rashladni uređaji;
- leti izostaje jutarnji, a zimi – večernji lokalni maksimum opterećenja. Jutarnji i popodnevni vrh zimi posledica su dogrevanja stambenih prostorija električnim

uređajima. Veoma često, ono se javlja zbog lošeg sistema daljinskog grejanja u pojedinim delovima Beograda;

- leti je noćni vrh blaži od zimskog, kao što i kriva punjenja i isključivanja akumulacionih uređaja leti (samo AKU-bojleri) ima nešto blaži nagib nego zimi (kada se uključuju i TA-peći).

Za adekvatan izbor DSM/DR programâ nužno je najpre obaviti pažljivu analizu ovih dijagrama opterećenja.

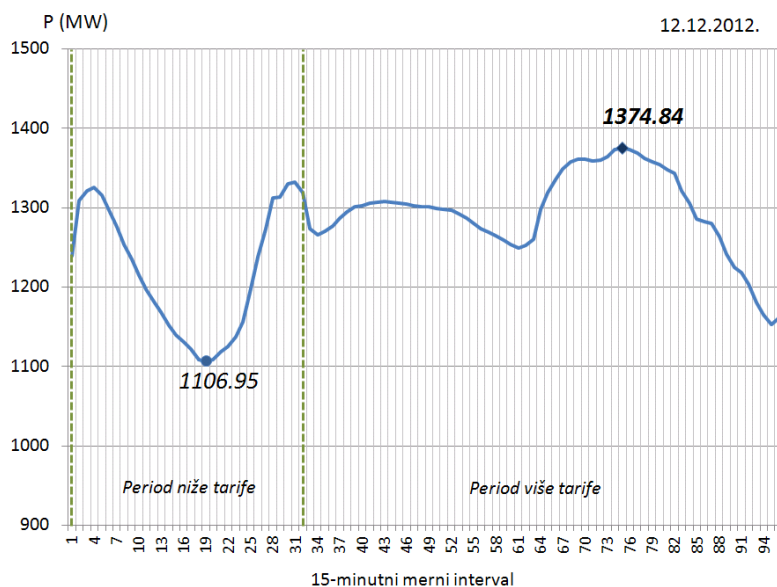
V.2 Rezultati primene metode poređenja grafika dnevnih opterećenja za isti ili približan datum u različitim godinama

Ovaj metod je najpre primenjen na celokupno konzumno područje EDB, sa izuzetkom područja Mladenovca i direktnih kupaca na 110 kV naponskom nivou, sa podacima iz [V.5]. Gradić Mladenovac i okolno područje napajaju se električnom energijom izolovano (kao ostrvo), preko jedne transformatorske stanice (TS) 110/35 kV i nekoliko TS 35/10 kV, bez poveznih vodova 35 kV sa bilo kojim drugim delom konzumnog područja EDB. (U vreme izrade ove disertacije u toku je bila realizacija jednog poveznog voda sa 35 kV mrežom u obližnjem Sopotu.) Istorijski posmatrano, ovo je posledica činjenice da je područje Mladenovca poslednje pripojeno EDB. Iz tih razloga, sadašnji Pogon EDB u Mladenovcu poseduje svoj sopstveni Dispečerski centar, koji nezavisno upravlja elektrodistributivnom mrežom, svih naponskih nivoa (osim 110 kV), na ovom području. Preduzeća za distribuciju električne energije su 2008. godine preuzela od kompanije za prenosnu mrežu, „Elektromreže Srbije“ (EMS), tzv. direktne kupce (tj. potrošače električne energije). Ovi kupci imaju obezbeđeno obračunsko merenje u posebnim mernim ćelijama, sa strujnim i naponskim mernim transformatorima priključenim na strani napona 110 kV. U ovoj analizi ćemo, međutim, razmatrati sumarne podatke sa svih ostalih obračunskih mernih mesta na kojima EMS prodaje električnu energiju EDB-u. Stoga su i podaci i profili opterećenja, registrovani tokom nekoliko poslednjih godina, dostupni na SCADA EDB tj. u aplikaciji *WinMer*, [V.5]. Ti podaci i profili obuhvataju i sumarna opterećenja i potrošnju u preostalom – ali i najvećem – delu konzumnog područja EDB.

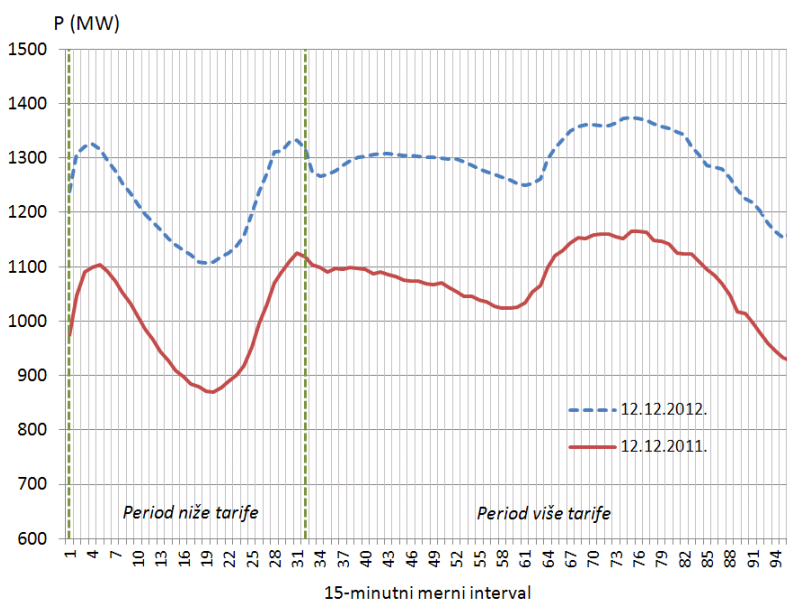
V.2.1 Rezultati primene metode poređenja na podatke iz zimskog perioda – određivanje kapaciteta električnih grejnih uređaja za DSM/DR

Za referentni datum izabran je 12. decembar 2012. Naime, toga dana, tokom popodneva, zabeleženo je godišnje vršno opterećenje celokupnog konzumnog područja EDB. Dnevni dijagram (profil) opterećenja za taj dan, za napred opisani najveći deo konzumnog područja EDB (dakle, bez Mladenovca i bez direktnih kupaca), prikazan je ovde, na slici V.7. Ovaj dnevni dijagram opterećenja je potom uparivan sa dnevnim dijagramima opterećenja za isti datum tokom osam prethodnih godina, redom i pojedinačno. Izuzetak je bila zimska sezona 2008/09, kada na taj dan dijagram opterećenja nije snimljen, zbog problema sa radom SCADA EDB. Stoga su u analizama

podaci za 12. decembar 2008. zamenjeni dijagramom opterećenja zabeleženim 17. decembra 2008, jer su toga dana vladali slični meteorološki uslovi. Srednja dnevna temperatura okoline i brzina vetra bile su gotovo iste kao 12. decembra 2008, uključujući i trendove ovih veličina, pre i posle oba ova datuma. Rezultati metodologije, prethodno opisane u potpoglavlju IV.2.2, primenjene na parove podataka iz ovih osam godina (od kojih je jedan par prikazan na slici V.8), dati su sumarno u Tabeli V.6. Ovi rezultati, za svih osam parova profila opterećenja, ilustrovani su na slici V.9, u monotono opadajućem nizu vrednosti većine ΔP_M , sračunate prema (4.1).



Slika V.7 Profil dnevnog opterećenja konzuma EDB na dan 12.12.2012. (bez Mladenovca i direktnih kupaca)



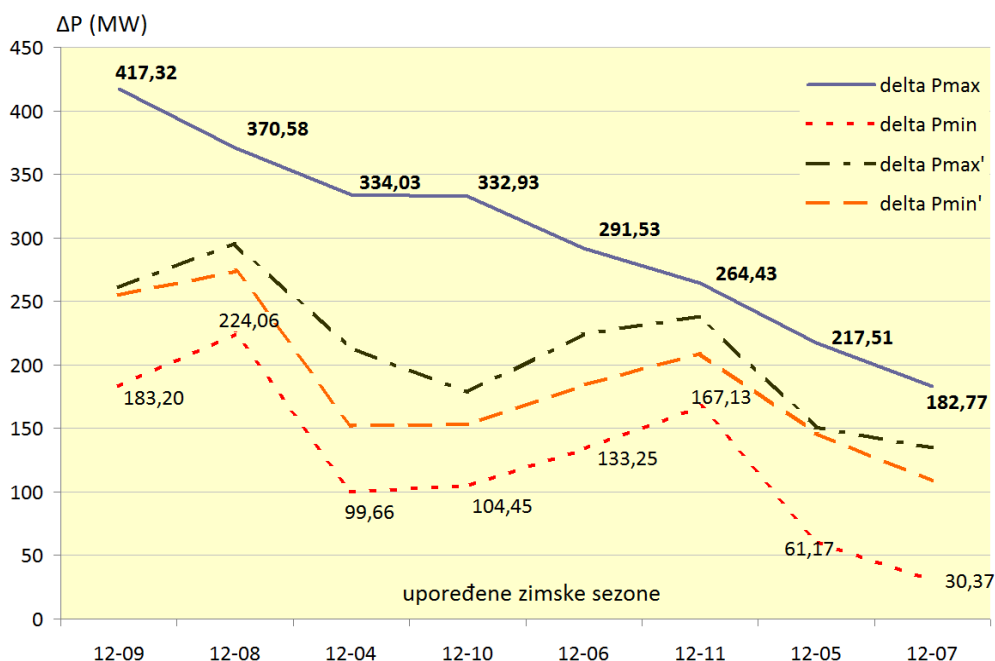
Slika V.8 Par dnevnih dijagrama opterećenja za isti datum u zimu 2011/12. i 2012/13, sa različitim meteorološkim prilikama

Tabela V.6 Rezultati primene metodologije poređenja parova dijagrama, ilustrovane na slici IV.1 (zima)

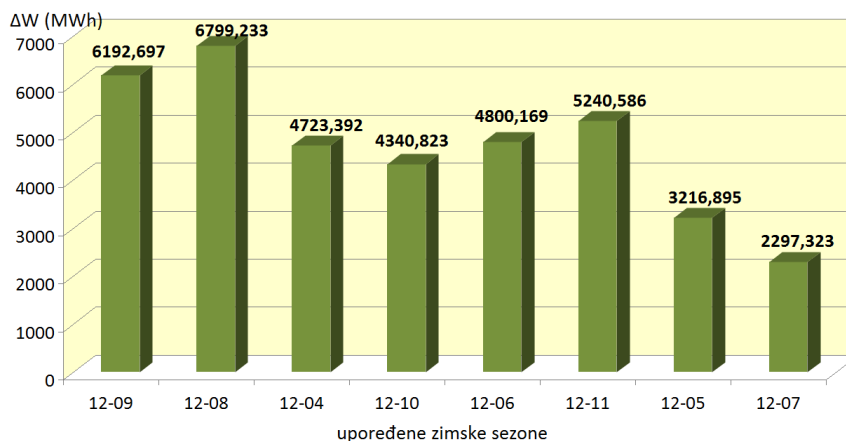
[MW]	12.12.2004.	12.12.2005.	12.12.2006.	12.12.2007.	17.12.2008.	12.12.2009.	12.12.2010.	12.12.2011.	12.12.2012.
P_{Max}	1161,27	1224,26	1190,91	1266,03	1079,37	1114,17	1196,25	1165,39	1374,84
P_{min}	955,04	960,61	883,20	971,83	833,00	852,16	954,37	869,13	1106,95
ΔP_M	334,03	217,51	291,53	182,77	370,58	417,32	332,93	264,43	0
ΔP_m	99,66	61,17	133,25	30,37	224,06	183,20	104,45	167,13	0
$\Delta P'_M$	213,57	150,58	223,75	135,13	295,47	260,67	178,59	237,82	0
$\Delta P'_m$	151,92	146,34	183,93	108,82	273,95	254,79	152,58	209,45	0
ΔW_{uk} (MWh)	4723,392	3216,895	4800,169	2297,323	6799,233	6192,697	4340,823	5240,586	0
T_{sr} (°C)	-1,00	-0,90	3,00	5,40	7,70	2,80	3,50	11,20	-3,00
v_v (m/s)	4,60	4,40	6,80	4,90	16,70	11,40	7,30	10,10	11,30

Slika V.9 prikazuje da ostale veličine, ΔP_m , $\Delta P'_M$ i $\Delta P'_m$, ne prate trend ΔP_M , ali da međusobno imaju sličan. To je bio razlog da se analizira i razlika u potrošnji, ΔW , koja je prikazana na slici V.10, sa istim redosledom posmatranih parova godinâ, kakav je i onaj prikazan na slici V.9.

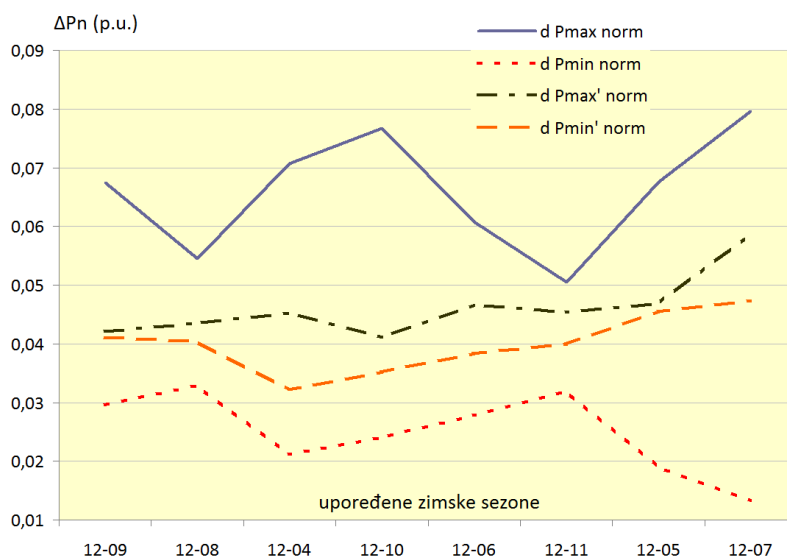
Ranije opisanom normalizacijom vrednosti veličinâ ΔP_M , ΔP_m , $\Delta P'_M$ i $\Delta P'_m$, prema odgovarajućim vrednostima razlikâ potrošnje, ΔW (datih u Tabeli V.6 i na slici V.10), uz usvojeno $\Delta t = 1$ h, dobijene su krive prikazane na slici V.11. Ova slika pokazuje najjaču korelaciju ΔW sa $\Delta P'_M$ i $\Delta P'_m$ (srednje krive na toj slici). Stoga bi zaključak mogao da bude da jedna od ovih dveju veličina može da se koristi kao osnova za procenu kapaciteta kontrolabilnog opterećenja unutar konzumnog područja EDB.



Slika V.9 Najveće i najmanje razlike opterećenja na dan 12. decembra tokom osam godina, u odnosu na referentnu, 2012. godinu

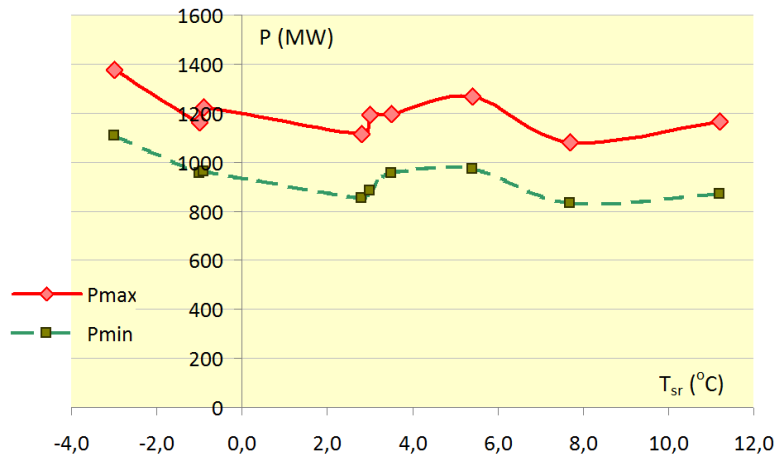


Slika V.10 Razlike potrošnje električne energije, ΔW , tokom 12. decembra 2012. i potrošnji na taj dan u prethodnih osam godina, rangirane prema opadajućoj maksimalnoj razlici opterećenja, ΔP_M

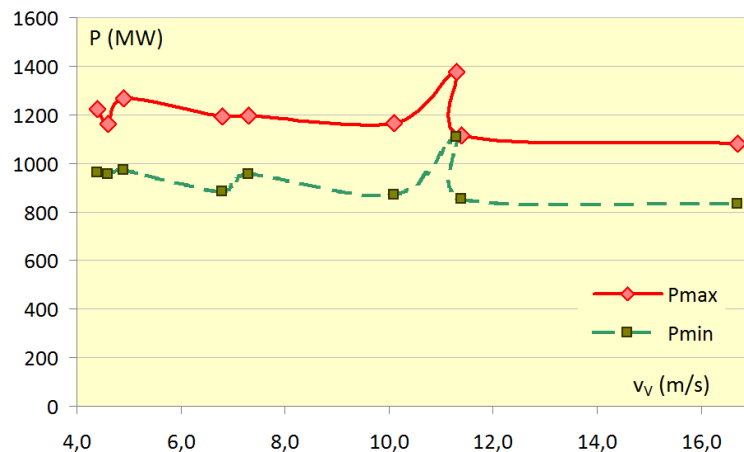


Slika V.11 Korelacija maksimalnih i minimalnih vrednosti razlikâ opterećenja sa odgovarajućim razlikama u potrošnji električne energije /poređenje referentne godine, 2012, sa prethodnih osam, na dan 12. decembra/

Na osnovu podataka iz Tabele V.6 takođe su načinjene slike V.12 i V.13. Slika V.12 prikazuje zavisnost dnevnog vršnog i minimalnog opterećenja tokom referentnog datuma (12. decembra) od vrednosti srednje dnevne temperature okoline, a slika V.13 - od udarne brzine vetra.



Slika V.12 Zavisnost dnevnog vršnog i minimalnog opterećenja od vrednosti srednje dnevne temperature okoline na referentni dan (12. decembra), tokom perioda 2004-2012.



Slika V.13 Zavisnost dnevnog vršnog i minimalnog opterećenja od vrednosti udarne brzine vetra na referentni dan (12. decembra), tokom perioda 2004-2012.

Slike V.12 i V.13 pokazuju da ne postoji jasna korelacija između posmatranih veličina. Očigledno je da je potrebno sprovesti i jednu dublju, kvalitativnu analizu, prvenstveno po pitanju smera i karaktera vetra (utvrditi da li je reč o toplom ili hladnom vetru). Te karakteristike vetra u području Beograda imaju snažan uticaj na subjektivan utisak hladnoće tj. na ekvivalentnu temperaturu okoline (onu u kojoj je uračunat i uticaj vetra), i – posledično – na porast vršnog opterećenja, nastalog usled dodatnog zagrevanja životnog i radnog prostora.

V.2.1.1 Procena kapaciteta za upravljanje termo-akumulacionim uređajima metodom poređenja dijagrama

S obzirom na ekonomski osetno povoljniji noćni, niži tarifni stav u odnosu na viši, dnevni tarifni stav, dnevni dijagrami opterećenja (v. slike V.7 i V.8) imaju jasno izražen noćni vrh, koji se javlja u periodu od 00:45 i 01:15 h. Vreme nastupanja nižeg tarifnog

stava na području EDB je tačno u ponoć. Za sve analizirane dijagrame vršnih zimskih periodâ karakterističan je i postepeni pad opterećenja tokom noćnih sati (v. slike V.6, V.7 i V.8). On nastaje usled akumuliranja energije, dostizanja željene temperature jednog broja TA-peći i akumulacionih brojlera i isključivanja njihovih termostata. Stoga je jasno da se izborom odgovarajućeg DSM/DR programa ovaj noćni vrh može odseći, a dolja noćnog dela dijagrama popuniti. S obzirom da je takođe očigledno da je postojeći, tipičan oblik noćnog dela dijagrama opterećenja isključivo posledica rada i automatskog isključivanja termo-akumulacionih uređaja, uporedna analiza upravo ovoga dela prethodno već upoređenih devet dijagrama za 12. decembar, relativno lako nam može pružiti uvid u opseg (u MW) u kojima se kreće kapacitet za upravljanje ovim uređajima.

Usvojena su tri karakteristična trenutka:

- vreme nastupanja niže tarife (ponoć),
- trenutak noćnog maksimuma referentnog datuma, 12.12.2012. (u 00:45, iznosio 1325,8 MW) i
- trenuci noćnih maksimuma za isti datum u prethodnih osam godina.

Za svaku od osam poredbenih kombinacija posmatrana je razlika u trenutno zabeleženoj snazi, u ova tri trenutka. Rezultati poređenja dati su u Tabeli V.7. U krajnjoj desnoj koloni ove tabele dato je, za svaku godinu ponaosob, poređenje noćnog vršnog i noćnog minimalnog opterećenja 12.12.

Tabela V.7 Trenutne razlike noćnih opterećenja za karakteristične trenutke referentnog datuma od 2004. do 2011. u poređenju sa 12.12.2012.

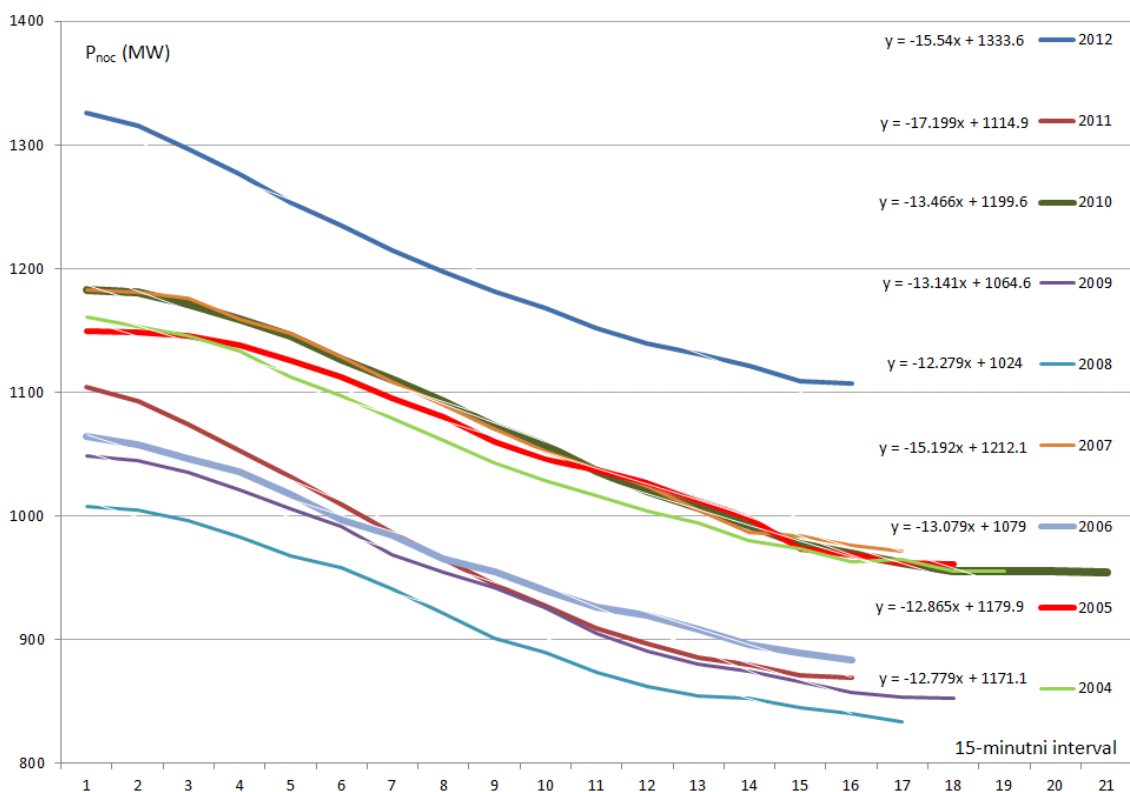
Poređene godine	Razlika opterećenja u karakterističnom trenutku (MW)				Razlika (u MW) noćnog max. i min. 12.12. i-te godine
	u ponoć	u 00:45 (prema 12.12.'12.)	za noćni max. 2004÷11.	vreme nastupanja	
2004-2012.	237,88	172,17	135,37	01:15	206,24
2005-2012.	217,51	176,05	176,05	00:45	262,67
2006-2012.	291,81	263,10	251,10	01:00	270,49
2007-2012.	182,77	143,16	143,16	00:45	279,22
2008-2012.	349,67	321,23	308,02	01:00 (17.12.'08.)	215,51
2009-2012.	327,30	285,29	248,12	01:15	196,35
2010-2012.	186,05	142,82	142,82	00:45	228,60
2011-2012.	264,42	226,36	211,45	01:00	256,31
2012.	0	0	0	00:45	225,69
Maksimalna:	349,67	321,23	308,02	349,67	279,22
Minimalna:	182,77	142,82	135,37	135,37	196,35

Vidimo, dakle, da se potencijal za DSM/DR termo-akumulacionih uređaja na razmatranom konzumnom području EDB, izražen u električnoj snazi, kreće u opsegu od 135 do 350 MW. Srednja vrednost ovog opsega (u pretposlednjoj koloni desno) iznosi 242,5 MW. Ako, pak, posmatramo samo razliku noćnog maksimuma i noćnog minimuma 12.12. svake godine ponaosob (krajnja desna kolona tabele V.7), dobija se nešto uži opseg, od 196 do 280 MW. Sredina tog, užeg, opsega iznosi 237,8 MW.

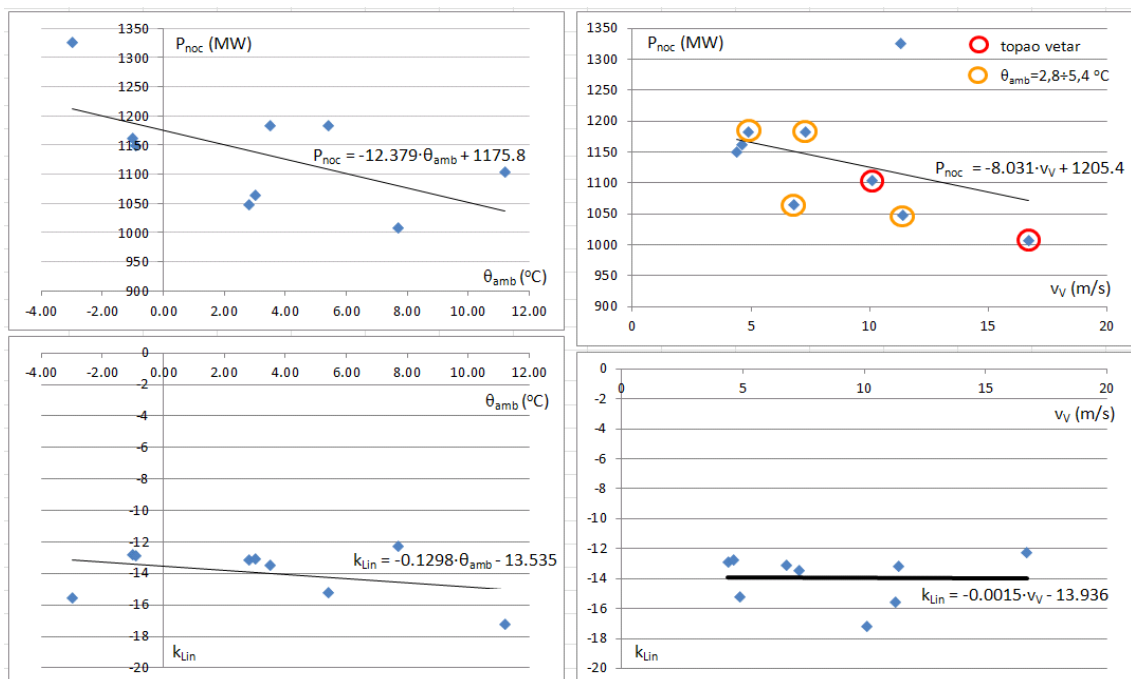
Takođe, i na samim graficima V.7 i V.8, datim ranije kao primer, jasno je uočljivo da razlika između vrednosti noćnog vršnog i minimalnog opterećenja, iznosi 225 i 256 MW, što predstavlja odstupanja od svega oko ± 15 MW od srednjih vrednosti opsegâ iz tabele V.7. Dakle, sa velikom sigurnošću se može tvrditi da je kapacitet termo-akumulacionih uređaja na razmatranom konzumnom području EDB, u trenutku izrade ove analize, iznosio oko 240 MW (oko 15% istorijskog maksimuma).

V.2.1.2 Zavisnost vršne noćne snage i brzine punjenja termo-akumulacionih uređaja od spoljne temperature

Ovde je interesantno istražiti i zavisnost vrednosti vršne noćne snage (za karakterističan datum), od registrovane srednje dnevne temperature. Ovo je moguće uraditi sa i bez uticaja toplotne inercije zgradâ. Ovom prilikom, ona neće biti uzeta u obzir. Takođe je zanimljivo istražiti i zavisnost od ove temperature nagiba noćnog dela krive dnevnog dijagrama opterećenja, koji karakteriše punjenje i isključivanje dela TA-uređaja. On se dobija linearizacijom dela dnevnog dijagrama opterećenja, od trenutka noćnog maksimuma do trenutka jutarnjeg minimuma opterećenja. Ovi delovi krive opterećenja prikazani su na slici V.14, za karakterističan, referentni datum (12. decembar), tokom devet uzastopnih zimskih sezona.



Slika V.14 Krive automatskog isključivanja dela TA-uređaja na konzumu EDB tokom noćnih sati (za karakterističan datum zimskog perioda tokom devet godina) i njihova linearizacija



Slika V.15 Zavisnost vršne noćne snage i nagiba krive isključivanja TA-uređaja od srednje dnevne temperature okoline (grafici levo) i od udarne brzine vetra (grafici desno)

Na slici V.15 prikazani su rezultati analize zavisnosti vršne noćne snage i koeficijenta linearizacije (brzine punjenja TA-uređaja) od srednje dnevne temperature i udarne brzine vetra. Uočljivo je da postoji anomalija – umesto da vršna noćna snaga u zimskom periodu raste sa porastom udarne brzine vetra, ona opada. Uvidom u srednje vrednosti spoljašnje temperature, zapaža se da je ona u dva slučaja ona iznosila čak 7,7 i 11,2 °C, u četiri iznad 0 °C, a samo u tri ispod nule, i to samo do – 3 °C. Zbog očito preovlađujućeg broja slučajeva sa toplim ili relativno toplim vetrom, došlo je do konverzije zavisnosti vršne snage od njegove brzine. Takođe, grafik dole desno na slici V.15 pokazuje da brzina punjenja i isključivanja TA peći praktično ne zavisi od udarne brzine vetra. Time su potvrđeni rezultati istraživanja prikazani u [IV.1], koji ukazuju na to da bi trebalo računati sa uticajem srednjih dnevnih, a ne udarnih brzina vetra na vršnu snagu.

V.2.2 Rezultati primene metode poređenja na podatke iz letnjeg perioda – određivanje kapaciteta rashladnih uređaja za DSM/DR

Za referentni datum tokom letnjeg perioda odabran je 6. avgust 2012. Tada je zabeležena najveća srednja dnevna temperatura u Beogradu tokom te godine, koja je usvojena kao referentna. Naime, bio je to jedan od najtoplijih dana otkako se vrše merenja. Srednja dnevna temperatura je toga dana iznosila čak 32,4 °C. Dnevni dijagram opterećenja za taj dan prikazan je u vidu gornje krive na slici V.16. Na njoj je

prikazan i dnevni dijagram za jedan od najhladnijih letnjih dana, 5. avgust 2007. (donja kriva). Tada je srednja dnevna temperatura iznosila svega 16,1 °C.



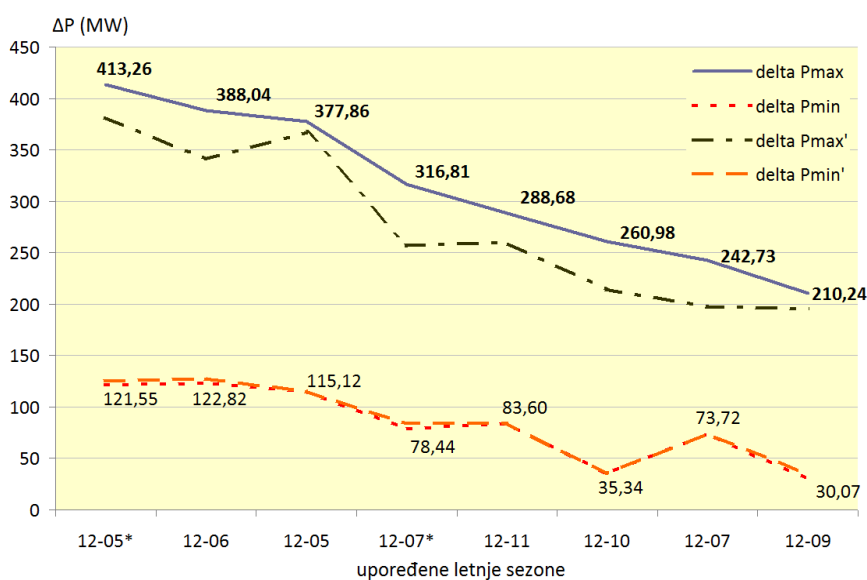
Slika V.16 Par dnevnih dijagrama opterećenja za približno isti datum u leto 2012. i 2007, sa oprečnim meteorološkim prilikama

Ovde je interesantno napomenuti da razlika u utrošenoj električnoj energiji nije najveća kod ovog para datuma, i da je bila čak 2000 MWh veća, kada se uporede 6.8.2012. i, npr, 7.8.2005, kada je srednja dnevna temperatura bila 18,1 °C. Ovo može biti posledica termičke inercije zgrada, prirode i smera vetra ili činjenice da se zavisnost vršne snage od temperature i brzine vetra menja u vremenu, sa promenama cena električne energije, [IV.1]. Nadasve, vrlo je moguće da su se zbog neuobičajenog zahlađenja, 5. avgusta 2007. klima-uređaji (oni koji imaju tu opciju) koristili za dogrevanje prostorija, pa je ukupno utrošena električna energija tada bila veća nego kod sličnih datuma sa 2 do 4 °C višom srednjom dnevnom temperaturom (v. prvih nekoliko kolona u Tabeli V.8).

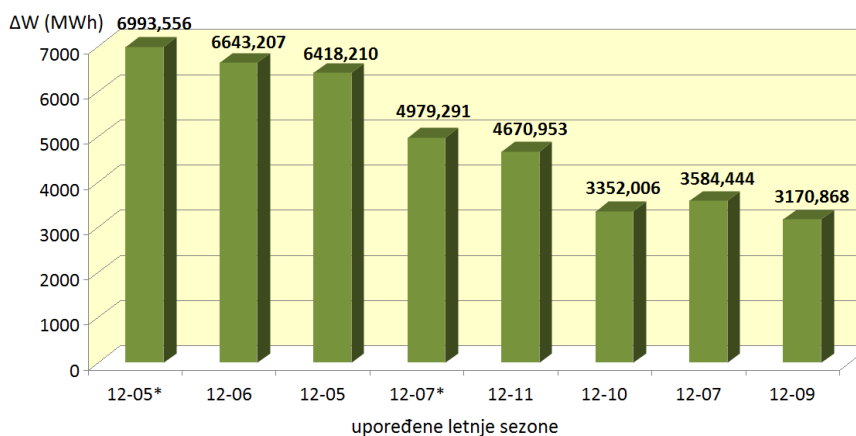
Iz tabele V.8 se vidi da nema rezultata za leto 2004. To je posledica činjenice da su u vreme izrade ovog rada u aplikaciji *WinMer* bili dostupni podaci počev od zimske sezone 2004/05. Takođe se vidi da ne postoje podaci za leto 2008. Razlog za to su veći radovi na SDU EDB tj. SCADA, vršeni u periodu od maja do oktobra te godine. Tada nije bilo merenja ni akvizicije podataka na svim delovima konzuma, pa tako ni zbirni dijagram konzuma EDB nije generisan. Umesto tih, nedostajućih letnjih sezona, odabrani su pomenuti datumi – jedan sa najnižom temperaturom (5.8.2007.) i drugi sa najmanjom potrošnjom (7.8.2005.), tj. najvećom razlikom potrošnje u odnosu na referentni datum (6.8.2012.). Podaci vezani za ova dva datuma biće označeni asteriskom (*) na narednim slikama.

Tabela V.8 Rezultati primene metodologije poređenja parova dijagrama, ilustrovane na slici IV.1 (leto)

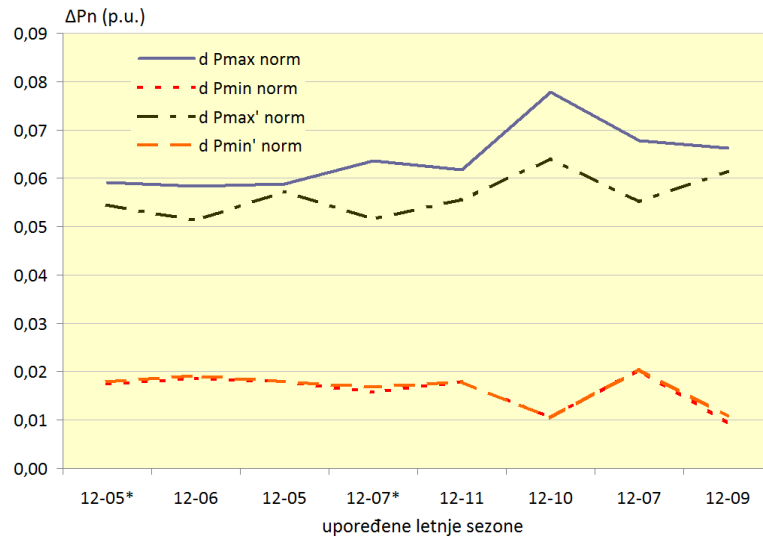
[MW]	06.08.2005.	07.08.2005.	06.08.2006.	05.08.2007.	06.08.2007.	06.08.2009.	06.08.2010.	06.08.2011.	06.08.2012.
P_{Max}	618,04	603,61	644,29	728,25	787,60	790,27	770,56	725,89	985,23
P_{min}	399,44	389,25	387,19	430,90	440,84	480,49	479,22	430,96	514,56
ΔP_M	377,86	413,26	388,04	316,81	242,73	210,24	260,98	288,68	0
ΔP_m	115,12	121,55	122,82	78,44	73,72	30,07	35,34	83,60	0
$\Delta P_M'$	367,19	381,61	340,94	256,98	197,63	194,96	214,66	259,34	0
$\Delta P_m'$	115,12	125,31	127,37	83,66	73,72	34,07	35,34	83,60	0
ΔW_{uk} (MWh)	6418,210	6993,556	6643,207	4979,291	3584,444	3170,868	3352,006	4670,953	0
T_{sr} (°C)	17,40	18,10	20,40	16,10	20,80	20,20	23,60	24,10	32,40
v_v (m/s)	8,20	8,00	3,90	5,00	4,90	7,20	11,70	8,20	8,20



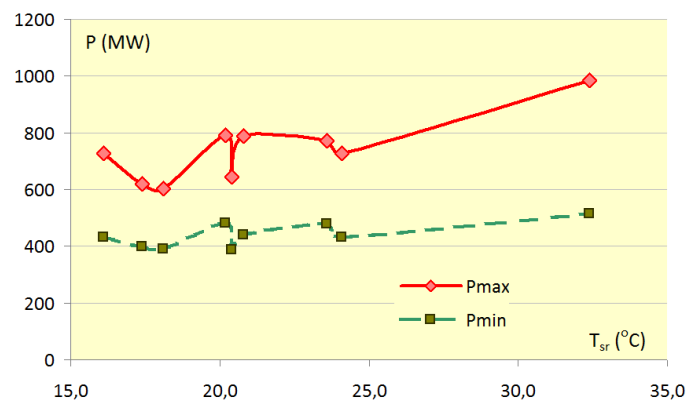
Slika V.17 Najveće i najmanje razlike opterećenja na sâm dan ili oko 6. avgusta tokom šest godina, u odnosu na referentnu, 2012. godinu



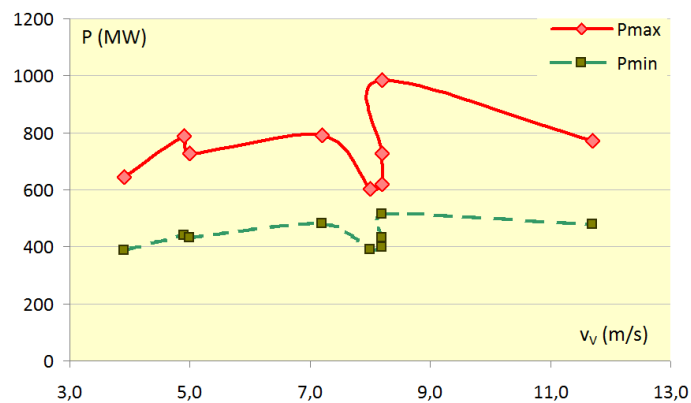
Slika V.18 Razlike potrošnje električne energije, ΔW , tokom 6. avgusta 2012. i potrošnji na taj ili neki njemu bliski datum u šest drugih godina, rangirane prema opadajućoj maksimalnoj razlici opterećenja, ΔP_M



Slika V.19 Korelacija maksimalnih i minimalnih vrednosti razlikâ opterećenja sa odgovarajućim razlikama u potrošnji električne energije /poređenje referentne letnje sezone 2012, sa nekoliko prethodnih/



Slika V.20 Zavisnost dnevnog vršnog i minimalnog opterećenja od vrednosti srednje dnevne temperature okoline na referentni dan (6. avgusta) i oko njega, tokom perioda 2005-2012.



Slika V.21 Zavisnost dnevnog vršnog i minimalnog opterećenja od vrednosti udarne brzine vetra na referentni dan (6. avgusta) i oko njega, tokom perioda 2005-2012.

Slike V.20 i V.21 prikazuju da ni tokom leta ne postoji jasna i nedvosmislena korelacija dnevnog vršnog i minimalnog opterećenja od vrednosti srednje dnevne temperature okoline, niti od udarne brzine vetra. Očigledno je i ovde potrebna dodatna, kvalitativna analiza, po pitanju termičke inercije, kao i smera i prirode vetra (topao ili hladan).

V.2.2.1 Procena kapaciteta za upravljanje klima-uređajima metodom poređenja dijagrama

Na dnevnim dijagramima opterećenja (v. slike V.7 i V.8) jasno su izraženi i popodnevni i večernji vrh. Prvi se javlja u periodu od 13:15 do 14:15 h, a drugi od 21:00 do 21:30. U zimskom periodu, popodnevni vrh je, po svoj prilici, dominantno posledica dogrevanja prostorijâ električnom energijom. Naime, u pojedinim toplifikovanim delovima konzumnog područja EDB, daljinsko grejanje iz toplana i zajedničkih kotlarnica nije zadovoljavajuće, pa se – naročito tokom ledenih i vetrovitih dana – masovno koriste električni uređaji za dogrevanje. Tokom letnjeg perioda, popodnevni vrh je mahom posledica korišćenja rashladnih uređaja, i javlja se nekoliko sati ranije. Tada i tokom večernjeg vrha, jedan deo opterećenja zasigurno potiče od klima-uređajâ, jer dolazi do pojave da – zbog termičke provodnosti i hlađenja zidova zgradâ – temperatura prostorijâ u večernjim i noćnim satima bude viša od spoljašnje. Ipak, pretpostavlja se da u večernjim satima (i leti i zimi) na oblik dijagrama opterećenja dominantno utiču ostali električni aparati u domaćinstvu (npr. štednjaci – zbog pripreme hrane za naredni dan, mašine za pranje suđa i veša, pegle i drugi kućni aparati).

Za analizu kapaciteta klima-uređajâ takođe su usvojena tri karakteristična trenutka:

- trenutak popodnevnog maksimuma referentnog datuma, 6.8.2012. (u 13:45, iznosio 985,23 MW),
- trenuci popodnevni maksimuma i
- trenuci apsolutnog, popodnevnog ili večernjeg, maksimuma, svi za isti datum u prethodnih osam godina (tj. za približan datum 2005. i 2007, umesto 2004. i 2008, kada su letnja merenja sa SDU izostala).

Za svaku od osam poredbenih kombinacija posmatrana je razlika u trenutno zabeleženoj snazi, u ova tri trenutka. Rezultati poređenja dati su u Tabeli V.9. U krajnjoj desnoj koloni ove tabele dato je, za svaku godinu ponaosob, poređenje dnevnog vršnog i minimalnog opterećenja 6. avgusta (ili približnog datuma).

Vidimo, dakle, da se potencijal klima-uređaja na razmatranom konzumnom području EDB, izražen u električnoj snazi, kreće u opsegu od 194 do 413 MW. Srednja vrednost ovog opsega (u pretposlednjoj koloni desno) iznosi 303,8 MW. Ove vrednosti su čak i veće nego kapacitet u termo-akumulacionim uređajima (v. potpoglavlje V.2.1.2).

Realan kapacitet klima-uređaja za DSM/DR je, ipak, osetno manji. Za razliku od TA-peći, na primer, koje su *de facto* uređaji za skladištenje energije, klima-uređaji to nisu. Njihovo ograničenje leži u ranije navedenoj činjenici da povećanje/smanjenje

temperature prostorijâ od svega 2 °C može biti prihvatljivo s aspekta komfora korisnika. Dakle, samo manji deo ovoga kapaciteta može biti upravljiv, jer bi isključivanje kompletne navedene snage dovelo do neprihvatljivog porasta temperature prostorijâ.

Tabela V.9 Trenutne razlike popodnevni i večernjih opterećenja za karakteristične trenutke referentnog datuma od 2005. do 2011. u poređenju sa 6.8.2012.

Poređene godine	Razlika opterećenja u karakterističnom trenutku (MW)					Razlika (u MW) apsolutnih dnevnih max. i min. 6.8. i-te godine
	apsol. popodn. ili večernji max. 2005÷11.	vreme nastupanja	u 13:45 (prema 6.8.'12.)	za popodnevni max. 2005÷11.	vreme nastupanja	
2005-2012.	367,19	21:00	377,62	376,47	13:30	57,04
2005*-2012.	381,62	21:00 (7.8.'05.)	413,26	410,72	14:15 (7.8.'05.)	46,01
2006-2012.	340,94	21:30	386,59	386,53	13:30	57,17
2007-2012.	197,63	21:15	242,73	238,79	13:15	40,44
2007*-2012.	256,98	21:00 (5.8.'07.)	293,96	284,14	12:45 (5.8.'07.)	108,82
2009-2012.	194,96	14:15	196,06	194,96	14:15	193,81
2010-2012.	214,67	13:45	214,67	214,67	13:45	142,94
2011-2012.	259,34	21:00	284,26	284,26	13:45	94,69
2012.	0		0	0	13:45	223,76
Maksimalna:	381,62	21:00	413,26	410,72	413,26	223,76
Minimalna:	194,34	14:15	196,06	194,96	194,34	40,44

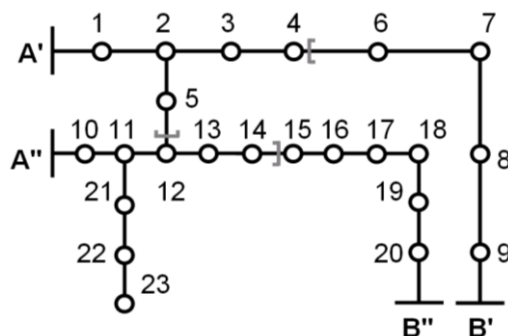
Ako, pak, posmatramo samo razliku apsolutnog dnevnog (popodnevnog ili večernjeg) maksimuma i minimuma 6. avgusta svake godine ponaosob (krajnja desna kolona tabele V.9), dobija se nešto niži i uži opseg, od 40 do 224 MW. Sredina tog, užeg, opsega iznosi 132,1 MW. Srednja vrednost, pak, podataka iz krajnje desne kolone tabele V.9 iznosi 107,19 MW. Stoga možemo dati procenu da realan kapacitet klima-uređaja na konzumnom području EDB, za programe DSM/DR, iznosi oko 110 MW.

Ovi rezultati se u velikoj meri poklapaju sa rezultatima prikazanim u tabeli V.8 i na grafiku sa slike V.17. Naime, opseg iz pretposlednje kolone tabele V.9 odgovara opsezima ΔP_M i $\Delta P_M'$ iz tabele V.8 (tj. gornjim krivama sa slike V.17). Najmanja i srednja vrednost iz krajnje desne kolone tabele V.9 odgovaraju opsezima ΔP_m i $\Delta P_m'$ iz tabele V.8 (tj. donjim krivama sa slike V.17). Kako ove potonje vrednosti imaju nešto bolju korelaciju prema utrošenoj električnoj energiji, u odnosu na prethodne, maksimalne vrednosti razlike snage (v. sliku V.19), možemo zaključiti da se kapacitet klima-uređaja za DSM/DR na konzumnom području EDB, u vreme izrade ove analize, kretao u granicama od 30 do 120 MW.

V.2.3 Uticaj tipa dana i preovlađujuće kategorije potrošnje na procenu kapaciteta DSM/DR

Tokom primene ove metode utvrđeno je da se mogu javiti osetne razlike u obliku dnevnih dijagrama radnim danima u odnosu na dane vikenda. Ovo je pogotovu izraženo na manjim konzumnim područjima, u kojima te razlike uzrokuje preovlađujuća kategorija potrošnje (npr. javna, industrijska ili komercijalna potrošnja). S obzirom da isti datum različitih godinâ pada u različite dane, ukoliko se poredi radni dan sa danom vikenda, maksimalna razlika opterećenja (4.1) ili (4.3) može da bude značajno veća. Stoga se ova činjenica mora uvažavati pri primeni predložene metode.

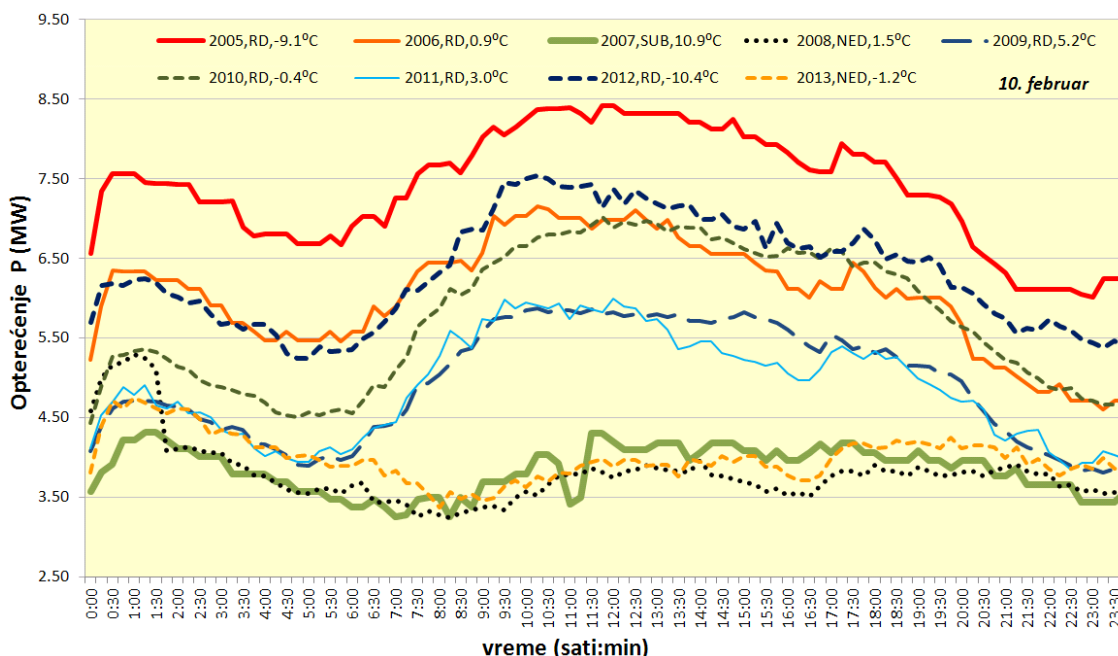
Radi ilustracije navedenog problema, ovde je prikazan i analiziran jedan test-primer, sa delom podzemne (kablovske) mreže 10 kV u centru Beograda, koja napaja 23 TS 10/0,4 kV. Tri TS napajaju javne zgrade i institucije u gradskoj tvrđavi na Kalemegdanu, uključujući Vojni muzej; četvrta TS napaja drugi muzej – Konak kneginje Ljubice, izvan tvrđave; dok ostale TS napajaju: dve ambasade, jedna TS gradsku luku na Savi, a preostalih 14 TS napajaju javnu, opštu potrošnju (uglavnom domaćinstva). Pet TS su u privatnom vlasništvu, dok druge poseduje „Elektrodistribucija Beograd“ (EDB). Ukupna instalisana snaga energetskih transformatora iznosi 19,02 MVA. Ukupan broj napojenih kupaca je 2292, od kojih je 722 (31,5%) priključeno na sistem daljinskoga grejanja. Opisani deo mreže napajaju četiri izvoda 10 kV, međusobno povezana na način prikazan na slici V.22.



Slika V.22 Test-uzorak srednjenaponske mreže sa 27 čvorova

Ovi napojni vodovi su priključeni u 10 kV izvodne ćelije br. 18 i 30 (napojni čvorovi A'' i A' na sl. V.22) u TS 110/10 kV „Kalemegdan“, i u izvodne ćelije br. 21 (B'') i 29 (B') u TS 35/10 kV „Zeleni Venac“. Svaki od A,B-čvorova napaja se, u normalnom pogonu, sa zasebnog transformatora x/10 kV. Tokom razmatranih godina (2005÷2013.), granice napajanja duž ovih poveznih vodova su se pomerale u odnosu na stanje stalnih granica, koje je prikazano na slici V.22. Međutim, za predloženu metodologiju, ova činjenica nema nikakav značaj niti uticaj, jer se posmatra suma opterećenja sva četiri izvoda, tj. ukupno opterećenje analiziranog područja.

Kao referentni datum, u ovom slučaju je izabran 10. februar. Naime, toga dana 2012. godine je zabeleženo maksimalno godišnje opterećenje celokupnog konzumnog područja EDB (u zimskoj sezoni 2011/12.). Analizirajući istoriju opterećivanja uzorkovanog dela mreže za taj datum, uočeno je da je 2005. dostignuto osetno veće opterećenje. Stoga je ta godina (2005.) usvojena kao referentna, a profili opterećenja zabeleženi tog datuma svih narednih godina, upoređeni su, jedan za drugim, sa profilom opterećenja od 10. februara 2005. Svih devet profila opterećenja prikazano je na slici V.23, na kojoj su naznačeni i ostali karakteristični podaci (prosečna dnevna temperatura, tip dana: RD – radni dan, SU – subota, NE – nedelja/praznik).



Slika V.23 Profili opterećenja izabranog uzorka mreže, na dan 10. februara, tokom devet godina (2005÷2013)

Kao što možemo da vidimo na slici V.23, uticaj tipa dana je značajan. Tokom subota i nedelja, dostignuto vršno dnevno opterećenje je osetno niže nego tokom radnih dana, a profili opterećenja dobarano su „ispeglani“. Naime, test-primer je namerno odabran sa preovlađujućim javnim sadržajima, pri čemu je i uticaj komercijalnih aktivnosti u ovom području takođe značajan. Stoga bi poređenje profila opterećenja tokom radnih dana sa onima zabeleženim u dane vikenda, pri korišćenju predložene metodologije, vodilo ka pogrešnim zaključcima. Naime, u tom slučaju bi razlika u opterećenju, ΔP , i – posledično – procenjeni kapacitet za DSM/DR, bili osetno veći nego stvarni DSM/DR kapacitet. Stoga, umesto istog datuma, treba koristiti približan (kako je to navedeno i u naslovu ovog potpoglavlja, V.2), uzimajući u obzir tip dana, koji treba da ostane isti kao i odabrani, referentni.

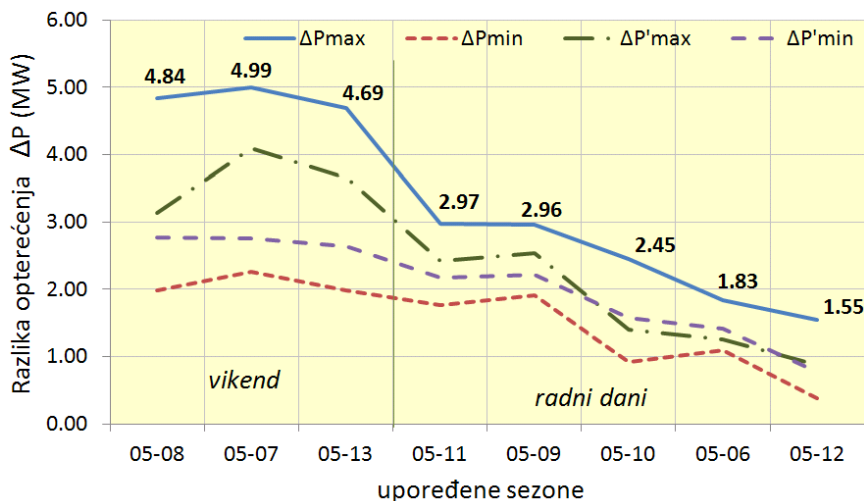
Radi ilustracije veličine moguće greške, u nastavku su dati rezultati primene predložene metodologije na svih osam parova predloženih profila opterećenja sa sl. V.23, ne uzimajući u obzir tip dana. Ovi rezultati su prikazani u tabelama V.10 i V.11 i na slikama V.24 i V.25. Analizirani parovi godinâ su poredani prema opadajućem nizu vrednosti razlikâ u energiji, ΔW .

Tabela V.10 Apsolutne vrednosti razlikâ u opterećenju i energiji za osam parova poredenih profilâ opterećenja

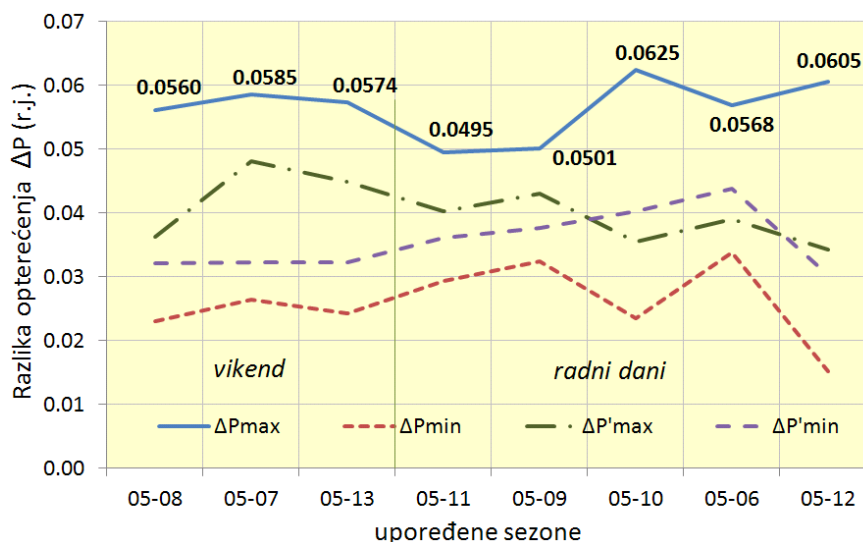
	05-08	05-07	05-13	05-11	05-09	05-10	05-06	05-12
ΔP_{max} [MW]	4.84	4.99	4.69	2.97	2.96	2.45	1.83	1.55
ΔP_{min} [MW]	1.98	2.25	1.98	1.76	1.92	0.92	1.09	0.39
$\Delta P'_{max}$ [MW]	3.12	4.10	3.66	2.42	2.54	1.39	1.26	0.87
$\Delta P'_{min}$ [MW]	2.77	2.76	2.64	2.17	2.22	1.58	1.41	0.77
ΔW (MWh)	86.34	85.29	81.69	60.04	59.05	39.28	32.25	25.55
Dan	NED	SUB	NED	RD	RD	RD	RD	RD
θ_{amb}^{sr} (°C)	1.50	10.90	-1.20	3.00	5.20	-0.40	0.90	-10.40

Tabela V.11 Normalizovane vrednosti razlikâ u opterećenju i energiji za osam parova poredenih profilâ opterećenja

	05-08	05-07	05-13	05-11	05-09	05-10	05-06	05-12	Max.var.
ΔP_{max} [r.j.]	0.0560	0.0585	0.0574	0.0495	0.0501	0.0625	0.0568	0.0605	0.0129
ΔP_{min} [r.j.]	0.0230	0.0264	0.0243	0.0294	0.0324	0.0235	0.0339	0.0151	0.0187
$\Delta P'_{max}$ [r.j.]	0.0362	0.0481	0.0448	0.0403	0.0430	0.0355	0.0391	0.0342	0.0139
$\Delta P'_{min}$ [r.j.]	0.0321	0.0323	0.0323	0.0361	0.0376	0.0402	0.0438	0.0303	0.0135
Dan	NED	SUB	NED	RD	RD	RD	RD	RD	RD
θ_{amb}^{sr} (°C)	1.50	10.90	-1.20	3.00	5.20	-0.40	0.90	-10.40	



Slika V.24 Apsolutne vrednosti razlikâ opterećenja za osam upoređenih parova profila opterećenja na dan 10. februara



Slika V.25 Normalizovane vrednosti razlikâ opterećenja za osam upoređenih parova profila opterećenja na dan 10. februara

Normalizovane vrednosti ΔP_{max} imaju najmanje maksimalne varijacije (Tabela V.11, gore desno), tj. ΔP_{max} ima najjaču korelaciju sa odgovarajućom vrednošću razlike u električnoj energiji, ΔW . Za tu veličinu (ΔP_{max}), iz Tabele V.10 se može videti da bi razlika u opterećenju (kao i greška u procenjenom kapacitetu za DSM/DR) između radnog dana i vikenda bila oko 2 MW, što je neprihvatljivo. Naime, procenjeni maksimalni kapacitet za DSM/DR iznosio bi čak oko 5 MW, što je nerealno mnogo u odnosu na maksimalnu vrednost vršne snage analiziranog područja za referentni datum, od oko 8,5 MW. Stoga, godine 2007, 2008. i 2013. treba da budu izuzete iz razmatranja, ili da se umesto 10. februara tih godina, izaberu 9. (ili 12.) februar 2007. godine, odnosno 11. (ili 8.) februar 2008. i 2013.

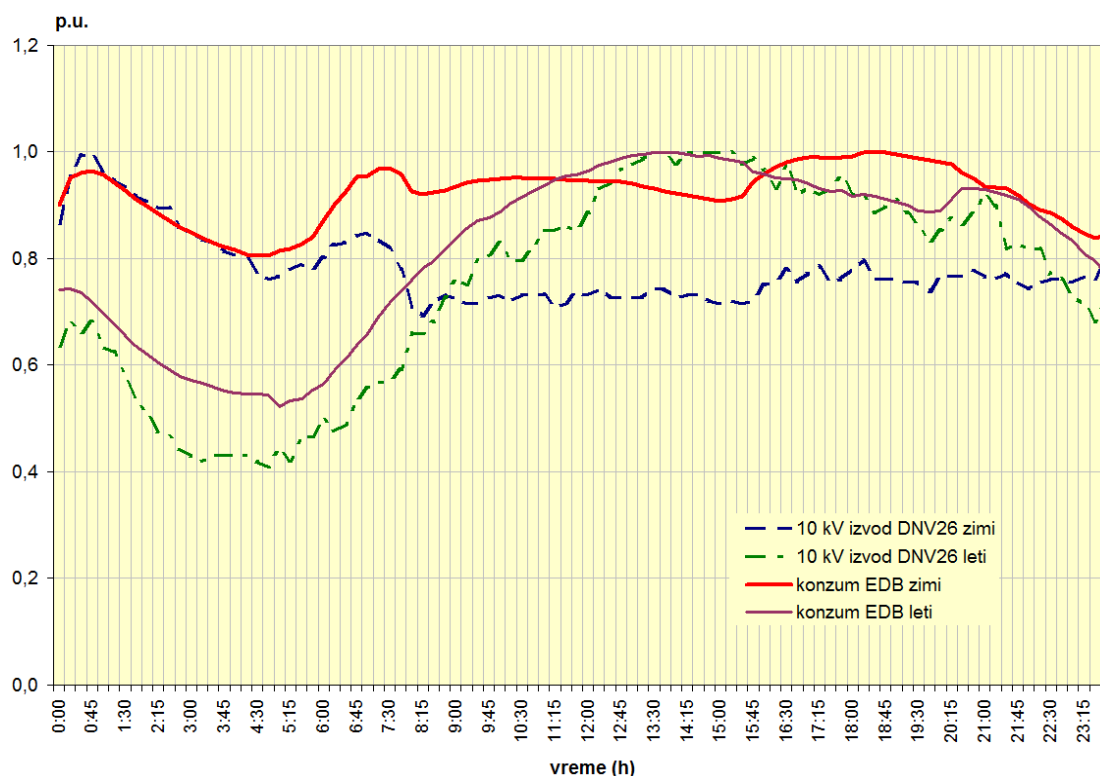
Uzimajući tako u obzir i tip dana, procenjeni maksimalni kapacitet razmatranog područja za DSM/DR, tokom relevantnih, radnih dana, iznosi oko 3 MW. To predstavlja, i dalje značajnih, oko 35% maksimalne vrednosti maksimalnog vršnog opterećenja analiziranog područja za odabrani, referentni datum, od oko 8,5 MW, koliko je dostignuto 10. februara 2005.

V.3 Ocena upotrebljivosti metode oduzimanja snage toplifikovanih i gasifikovanih potrošača

Za potrebe ilustriranja primene ove metode, usvojen je i analiziran manji uzorak srednjenaponskog (SN) konzuma EDB, napojen preko 10 kV voda priključenog u ćeliji br. 26 u TS 35/10 kV „Dušanovac“ (skr. DNV26). Naime, deo potrošača na ovom izvodu je sa daljinskim grejanjem, manji broj ima uveden gas, a preostali deo se greje na električnu energiju ili drugim energentima. Za razliku od prethodnog, u ovom području preovlađuju domaćinstva (višestambene zgrade i porodične kuće).

V.3.1 Uporedna analiza oblika dijagrama opterećenja izvoda 10 kV DNV26 i celoga konzuma EDB

Najpre su za dva karakteristična datuma, 12.12.2012. i 6.8.2012, iz aplikacije *WinMer* uzeti ranije već analizirani dijagrami opterećenja najvećeg dela konzuma EDB, kao i dijagrami opterećenja odabranog izvoda 10 kV broj 26 u TS 35/10 kV „Dušanovac“ (skr. DNV26), sa procentualno najvećim udelom daljinski očitavanih potrošača, [V.7], koji se greju na različite načine, [V.3]. Svaki od ova četiri dijagrama, preuzeta iz [V.5], je normalizovan, tako što su trenutne vrednosti opterećenja podeljene maksimalnom vrednošću iz tog dijagrama. Rezultat normalizacije je prikazan na slici V.26.



Slika V.26 Normalizovani dijagrami opterećenja konzuma EDB i izvoda DNV26 zimi i leti

Zapažamo nekoliko karakterističnih pojava:

- nagibi noćnog punjenja i isključivanja TA uređaja napojenih sa DNV26 i na celom konzumu, tokom zimskog vršnog dana, potpuno se podudaraju većim delom. U preostalom delu, ovi dijagrami se značajno razlikuju;
- takođe se podudaraju popodnevni trendovi letnjih dijagrama opterećenja konzuma EDB i DNV26;
- letnji noćni trend punjenja i isključivanja TA uređaja (tada: akumulacionih bojlera) strmiji je nego zimski (kada se koriste i TA-peći i kada se bojleri brže hlade i češće uključuju). Ovo je i logično i očekivano, jer se leti koriste samo bojleri, koji se tada brže zagrevaju i ređe uključuju;
- zimski dijagram DNV26 kazuje da su na ovom izvodu preovlađujući potrošači sa TA pećima, jer je noćni deo dijagrama jasno izražen. Tek u popodnevnom i večernjim satima dolazi do izvesnog povećanja opterećenja, ali neznatno;
- sa druge strane, većina potrošača na DNV26 očigledno ima i ugrađene klima-uređaje, pa je leti vršni deo dana onaj popodnevni, i ovaj deo dijagrama se u velikoj meri poklapa sa vršnim delom dijagrama opterećenja celoga konzuma;
- vidimo da bi u kritičnijem, zimskom periodu, primena DSM/DR merâ u cilju smanjenja vršnog opterećenja u popodnevnom satima, na izvodu DNV26 dodatno pogoršala odnos vršnog (noćnog) opterećenja i onog koje se ima tokom popodneva;
- za razliku od prethodnog, oblici letnjih dijagrama konzuma EDB i DNV26 se u velikoj meri poklapaju, tako da bi primena istog DSM/DR programa tada delovala u istom smeru, na oba uzorka;
- dijagrami letnjeg i zimskog opterećenja DNV26 su dijametralno suprotni – onda kada se tokom zimskog dana ima vršno opterećenje, leti je ono najmanje, i obrnuto.

Sve ovo ukazuje da se mora postupati krajnje obazrivo pri izboru DSM/DR programa, sezone i doba dana kada će se i na koju grupu potrošača on primenjivati.

V.3.2 Određivanje uticaja načina zagrevanja prostorija na oblik dijagrama opterećenja na NN

Za izabrani uzorak konzuma (DNV26) u ranije navedenim bazama podataka [V.1]-[V.3] pretraženi su raspoloživi podaci o broju potrošača/stanova, njihovim adresama, načinu zagrevanja prostorijâ i napojnom NN izvodu u TS 10/0,4 kV.

Potom su za sve potrošače sa DNV26 koji su podvedeni pod sistem AMR, zatraženi podaci [V.7] o ukupnom protoku, kao i o registrovanim vršnim opterećenjima u dva, ranijim metodama tretirana, karakteristična dana – 12.12.2012. i 6.8.2012. Nažalost, ispostavilo se da 12.12.2012. postoji samo po jedno očitavanje snage za svakog potrošača, jer se tih dana prelazilo sa jednog operatera mobilne telefonije na drugog (čija se mreža koristi za prenos podataka od koncentratorâ do centralnog servera). Stoga je za zimski karakterističan dan usvojen prvi naredni sa učestalijim očitavanjem,

22.12.2012. Odabrani su potrošači na sistemu AMR koji su na pojedinim NN izvodima grupisani tako, da ti izvodi napajaju samo potrošače sa daljinskim (centralnim) grejanjem ili samo one bez njega. Odabrani potrošači i napojni izvodi 1 kV prikazani su pregledno u Tabeli V.12. Ideja je bila da se agregacijom podataka za jedne i druge potrošače respektivno, i njihovim skaliranjem do ukupnog broja potrošača napojenih sa DNV26 i poređenjem sa registrovanim [V.5] i normalizovanim dijagramom opterećenja DNV26 u odgovarajućoj sezoni, izvrši procenjivanje kapaciteta za programe DSM/DR.

Ispostavilo se, međutim, da ovo nije nimalo lako uraditi, iz više razloga. Najpre, broj očitavanja u [V.7] nije jednak za različite potrošače i on zavisi i od kapaciteta i raspoloživosti prenosnih puteva. Merenja iz [V.7] su, u principu, vršena na po 15 minuta, ali u svakom drugom satu (a kod nekih potrošača i ređe). Zatim, merenja nisu mogla biti izvršena za sve potrošače u istom trenutku, zbog ograničenog kapaciteta prenosnih puteva, nego su međusobno vremenski pomešana. Sve ovo znatno otežava agregaciju podataka, a neophodne aproksimacije unele bi dodatnu grešku. Pritom, ni format beleženja podataka nije pogodan – u svakom redu tabele nalaze se po četiri podatka za snagu (za četiri 15-minutna intervala), pa se hronološki dijagram opterećenja ne može generisati, ni dalja obrada podataka učiniti lakom, bez njihovog prethodnog prepakivanja. Kako se broj očitavanja razlikuje od potrošača do potrošača, nije moguće automatizovati ovaj proces, nego su potrebni ručno preslaganje i doradivanje podataka, za svakog potrošača pojedinačno, što je ovu metodu *de facto* učinilo neprimjenjivom, u ovom trenutku.

Ono što bi prethodno moralo da bude urađeno, jeste da se u saradnji sa organizacionim delom EDB nadležnim za poslove daljinskog očitavanja, odaberu konkretni, tipični potrošači na ovom rejonu, kod kojih bi se pomoću softvera za daljinsko očitavanje zadao striktan i kraći period očitavanja trenutne vrednosti snage. Na taj način, pomoću sigurnijeg i učestalijeg prenosa podataka od brojilâ do centralnog servera, dobili bi se kvalitetniji i uniformnije sistematizovani podaci, čija bi obrada bila i lakša i brža. Zato je potrebno za jednu zimsku i jednu letnju sezonu definisati tačan uzorak potrošača na kome bi sistem AMR davao učestale podatke o trenutnim snagama (npr. sa 15-minutnom rezolucijom), pogodne za dalju obradu i primenu ovde opisane metode.

Iz svih navedenih razloga, u ovom trenutku, za potrebe daljih analiza i proračuna izvršenih i prikazanih u ovoj disertaciji, bilo je nužno osloniti se na daleko pouzdanije podatke SCADA EDB sa SN nivoa. Pokazuje se, naime, da se svođenjem ovih – već agregiranih – podataka na manji uzorak ili nivo NN, čini manja greška nego li korišćenjem manje pouzdanih, nepotpunih ili nekonzistentnih podataka sa AMR, vezanih za nedovoljno veliki ili uzorak NN konzuma za koji ne možemo pouzdano biti sigurni da je tipičan.

Iz istih razloga su, u ovom trenutku, izostali konkretni rezultati metode oduzimanja snage toplifikovanih i gasifikovanih potrošača u cilju procene kapaciteta DSM/DR.

Tabela V.12 Pregled adresa i broja kupaca, po načinu grejanja i izvodima NN u TS

Način zagrevanja	TS 10/0,4 kV	Izvod NN br.	Adresa potrošača	Ukupno potrošača	Napomene:
Centralno grejanje	V-296	3	Jove Ilića 87	17	
		3	Jove Ilića 89	44	+4 ostala (TA)
		3	Jove Ilića 93	16	
		4	Koste Jovanovića 51	2	
		4	Jove Ilića 76	3	
		4	Jove Ilića 78	2	
		4	Jove Ilića 82	2	
		4	Jove Ilića 84	1	+1 gasifikovan
		6	Jove Ilića 85	18	
		6	Vojvode Stepe 104	19	+1 ostali (TA)
		7	Jove Ilića 89/1	1	
		7	Jove Ilića 91	15	
		8	Vojvode Stepe 106	30	
		9	Vojvode Stepe 108	13	
	V-13	11	Vojvode Stepe 101	33	
		7	Gostivarska 24	4	+3 ostala (TA)
	V-1091	2 na T1	Vojvode Stepe 64	36	+1 ostali (TA)
		2 na T2	Vojvode Stepe 62	34	
		2 na T2	Vojvode Stepe 38	38	
		2 na T2	Vojvode Stepe 66	34	
		Ukupno:	362	+10 ostalih/gas	
Ostalo (TA, fosilno)	V-296	2	Vojvode Stepe 83	3	
		2	Vojvode Stepe 85 PP	1	
		2	Vojvode Stepe 85	9	
	V-13	10	Vojvode Stepe 107	7	
	V-1091	4 na T1	Vojvode Stepe 68/2	22	
		5 na T1	Vojvode Stepe 62	14	
		1 na T2	Vojvode Stepe 71/73	22	
		1 na T2	Vojvode Stepe 77	33	
		3 na T2	Kralja Vladimira 8	10	
		3 na T2	Kralja Vladimira 11	10	
		8 na T2	Vojvode Stepe 68/1	11	
		10 na T2	Vojvode Stepe 58	15	
	V-1114	5	Vojvode Stepe 35	25	
		6	Vojvode Stepe 37	21	
		6	Vojvode Stepe 37 PP	1	
		7	Vojvode Stepe 26/2	23	
		7	Vojvode Stepe 26/3	17	
		9	Vojvode Stepe 39	23	
		9	Vojvode Stepe 41 PP	1	
		9	Vojvode Stepe 41 F/8	1	
		9	Vojvode Stepe 41	1	
		10	Vojvode Stepe 37 A	22	
	V-1115	4	Piročančeva 3	2	
		4	Piročančeva 4	3	
		4	Piročančeva 2	2	
		4	Piročančeva 2	2	
7		Vojvode Stepe 51	1		
8		Bože Jankovića 2	23		
		Ukupno:	325		

VI KONCIPIRANJE DSM/DR PROGRAMA

VI.1 Polazne osnove za izbor ili formulisanje DSM/DR programa

Na osnovu razmatranja i proračunâ, izloženih u prethodnim poglavljima, dosadašnjih iskustava u upravljanju potrošnjom i uvida u raspoloživa tehničko-tehnološka sredstva, možemo definisati sledeći sumarium činjenica relevantnih za izbor ili formulisanje DSM/DR programa na području Beograda:

- sistem MTK je dostupan na celom konzumnom području, osim u Mladenovcu;
- postoje pozitivna iskustva sa korišćenjem sistema MTK za šiftovanje dela vršnog opterećenja, raspoređivanjem potrošača u dve ili tri grupe, prema pomenom vremenu nastupanja nižeg dnevnog tarifnog stava. Od dalje i šire primene ovakvog grupisanja potrošača se, međutim, svojevremeno odustalo;
- postojeća regulativa u Srbiji propisuje da nastupanje nižeg dnevnog tarifnog stava, u delu konzumnog područja, može biti pomeno za najviše dva sata, ali da mora biti između 22 i 24 h. Odgovarajuća istraživanja i simulacije su pokazale da se, pod tim okolnostima, nešto veće smanjenje vršne snage može postići za dve grupe potrošača sa dva sata razlike u vremenu nastupanja niže tarife, nego za tri grupe sa po sat vremena razlike;
- sistem MTK ni izbliza nije iskorišćen za direktno upravljanje (uključivanje i isključivanje) dela trošila kod potrošača, verovatno jer to iziskuje preradu (razdvajanje) unutrašnjih instalacija potrošača i – posledično – dodatne troškove;
- kod kupaca napojenih preko nekoliko desetina TS 10/0,4 kV i na samim niskonaponskim (NN) tablama ovih TS, ugrađena je savremena metrološka i telekomunikaciona (TK) oprema sistema za daljinsko očitavanje brojila (AMR). Kako je TK infrastruktura, potrebna za uspešnu realizaciju DSM/DR programa, gotovo identična ili slična onoj za AMR sistem, rejoni ovih TS su najozbiljniji kandidati za implementaciju (najpre eksperimentalnu, u vidu pilot-projekata) programâ i mera DSM/DR;
- i sâm sistem AMR omogućava daljinsko upravljanje opterećenjem iz upravljačkog centra, kako direktno, tako i indirektno. Naime, preko tastature računarskog terminala u Centru, operater može ne samo da isključuje potrošače, nego i da zadaje različita vremena nastupanja nižeg i višeg dnevnog tarifnog stava, za svako pojedinačno brojilo podvedeno pod sistem AMR ili za proizvoljno odabrane grupe brojilâ. Ovo, naravno, podrazumeva prethodno, blagovremeno obaveštavanje kupaca o vremenima nastupanja niže i više tarife;
- sistem AMR je primenjen i u pojedinim trafo-rejonima u Mladenovcu;
- osim infrastrukture AMR, u EDB je uveden i eksperimentalni program monitoringa TS 10/0,4 kV pomoću uređaja i sistema jeftine termo-slike, opisan u [VI.1] i [VI.2].

Njima se *on-line* može pratiti opterećenje transformatora, sračunato modelovanjem temperature vruće tačke njegovih namotaja, na osnovu merenja temperature gornjeg ulja transformatora i temperature ambijenta, shodno [VI.3] do [VI.5]. I ovaj sistem je opremljen odgovarajućom TK infrastrukturom, i može se takođe iskoristiti i spregnuti sa nekim DSM/DR programom;

- relativno veliki kapacitet za DSM/DR postoji u TA-pećima i akumulacionim bojlerima (zimi on iznosi oko 17,5% godišnje vršne snage, računate bez područja Mladenovca i direktnih kupaca na 110 kV), dok jedan osetan kapacitet postoji i u klima-uređajima (procena je da on iznosi oko 11% letnjeg vršnog opterećenja);
- za razliku od TA-peći i akumulacionih bojlera, koji predstavljaju uređaje za skladištenje toplotne energije, klima-uređaji to nisu. Ipak, zahvaljujući termičkoj inerciji zgrada i činjenici da se prostorije, pomoću klima-uređaja, mogu dodatno rashladiti (ili zagrejati) za oko 2 °C, a da to ne naruši u većoj meri komfor njihovih korisnika, deo utvrđenog kapaciteta klima-uređaja za DSM/DR u budućnosti može biti iskorišćen za skladištenje viškova električne energije, dobijenih iz potencijalno većih proizvodnih kapaciteta V-RES, priključenih na elektrodistributivnu mrežu;
- osim uvođenja automatizacije i koncepta „pametnih“ distributivnih mreža, kako srednjeg, tako i niskog napona, od velikog značaja za DSM/DR su i programi automatizacije domaćinstava i – uopšte – potrošača, kao i i koncepti „pametnih“ kuća i „pametnih“ uređaja;
- kako bi se izbegli veliki radovi na fizičkom odvajanju instalacija sa, npr. termičkim trošilima potrošača (koji osim dodatnih troškova podrazumevaju i narušavanje komoditeta korisnika u periodu odvijanja takvih radova), stanovitu prednost danas dobijaju dinamički modelovani termostati grejnih i rashladnih aparata, kao i novi koncepti „pametnih“ utičnicâ i dodatnih uređaja, koji – koristeći savremene, najčešće bežične TK veze – omogućavaju daljinski kontrolisano uključivanje i isključivanje pojedinačnih trošila, njihov stohastički odabir i agregaciju.

VI.2 Predlog DSM/DR projekta za područje „Elektrodistribucije Beograd“

Polazeći od prethodnih činjenica, koncipiran je predlog DSM/DR projekta za područje „Elektrodistribucije Beograd“, opisan u nastavku. On bi bio sačinjen od tri programa.

VI.2.1 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 će biti u 22 h, a kod druge u ponoć. Vreme nastupanja više tarife biće u 6 i u 8 časova izjutra, respektivno za ove dve grupe.

- 3) Grupe će svake sedmice međusobno menjati 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 DUT tarife tj. daljinski upravljane potrošnje.

VI.2.2 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 predselekcijom. 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 treba ugrađivati savremena mikroprocesorska brojila sa ugrađenim funkcijama astronomskog 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.

VI.2.3 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 ili
 - primenu dinamički modelovanih termostata termičkih trošila i klima-uređaja.

Potrebno je obezbediti odgovarajući, centralni, upravljački softver, uz što veće iskorišćenje postojeće TK infrastrukture. Za ostvarenje lokalne automatizacije i komunikacije koristiti neki od savremenih koncepata (npr. objedinjenih čvorova za integrisano upravljanje opterećenjem i ZigBee Wireless komunikacije unutar automatizovanog objekta). 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 [VI.6], 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, 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 doneti odluku o opravdanosti realizacije planiranog daljeg širenja ovog sistema.

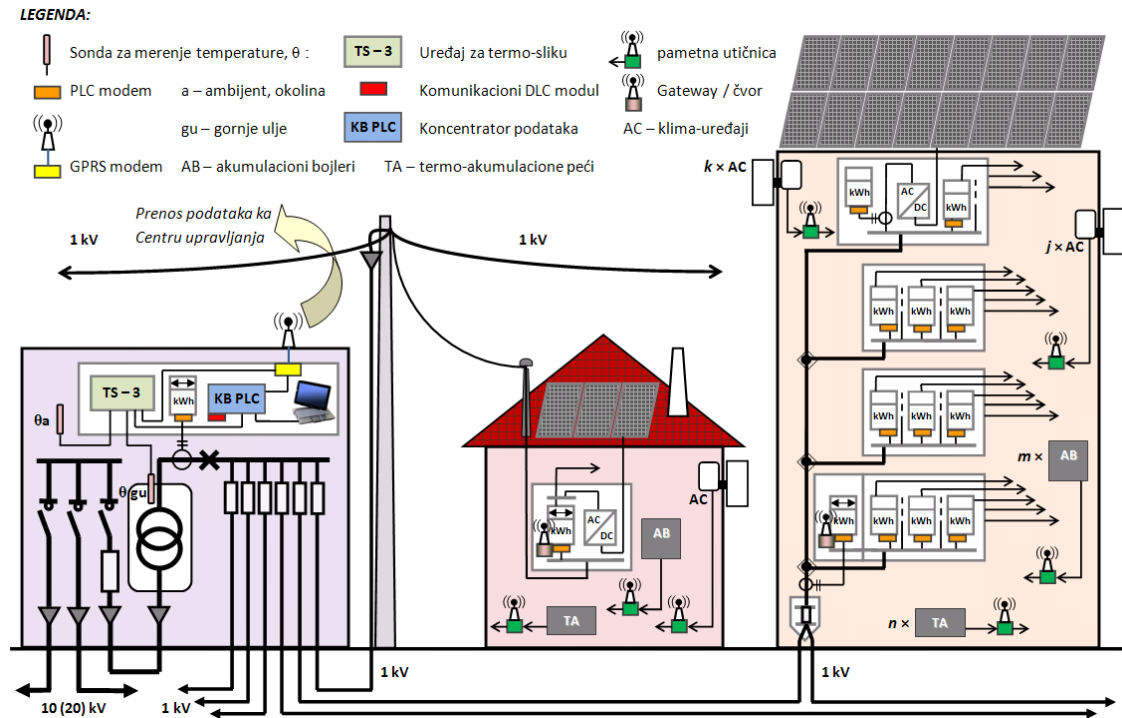
VI.3 Predlog koncepta integracije funkcija

Na osnovu prethodno izloženih programa DSM/DR i činjenice da već postoje određene TK veze i podsistemi koji mogu biti unapređeni i iskorišćeni za upravljanje opterećenjem, u nastavku će biti ilustrovan koncept integracije sledećih funkcija:

- monitoring energetskih transformatora SN/NN;
- daljinsko očitavanje brojila (AMR);

- upravljanje potrošnjom / opterećenjem (DSM) i
- eventualni, veći obim proizvodnje iz intermitentnih, obnovljivih izvora.

Jedan ovakav, integrisani sistem upravljanja opterećenjem i distribuiranom proizvodnjom na niskom naponu opisan je u [VI.7] i ilustrovan ovde na slici VI.1.



Slika VI.1 Elementi i struktura integrisanog koncepta monitoringa energetskih transformatora SN/NN, AMR sistema, upravljanja potrošnjom (DSM) i proizvodnje iz intermitentnih obnovljivih izvora (V-RES)

VI.3.1 Potrebna hardverska i softverska podrška integrisanom konceptu upravljanja

Uređaj TS-3 za termo-sliku energetskog transformatora u realnom vremenu prati opterećenje celokupnog trafo-rejona. U slučaju da se transformator približi režimu preopterećenja (npr. tokom zime), ovako spregnut sistem omogućio bi slanje komande za isključenje pojedinih trošila na ovom području. Nasuprot tome, u slučaju malog opterećenja, a velike proizvodnje iz V-RES (npr. tokom najtoplijih letnjih dana), dakle – u slučaju da se energetski transformator približi režimu obrnute transformacije i injektiranja energije iz NN mreže u mrežu SN, ili da se makar značajno udalji od svog (tehno-ekonomski) optimalnog opterećenja, sistem bi dodatno aktivirao pojedina trošila, npr. pojačao rad klima-uređaja. Za ovo bi, naravno, i kod krajnjih potrošača takođe trebalo stvoriti određene tehničko-tehnološke uslove, o kojima je ranije bilo reči.

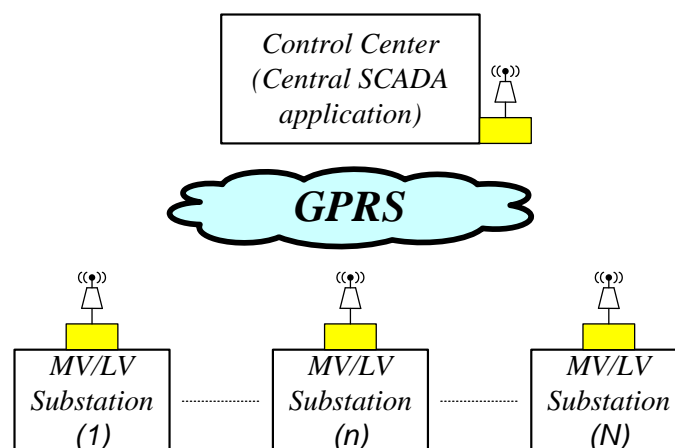
Komunikacija između uređaja TS-3 i koncentratora KB PLC (oba instalirana u TS SN/NN) obavljala bi se putem serijskog linka. Oba uređaja bi mogla da budu povezana

na zajednički GPRS modem (ukoliko koriste isti protokol) i da svaki svoje podatke dostavlja u Centar upravljanja, kao i dosad, putem Interneta ili mobilne telefonije.

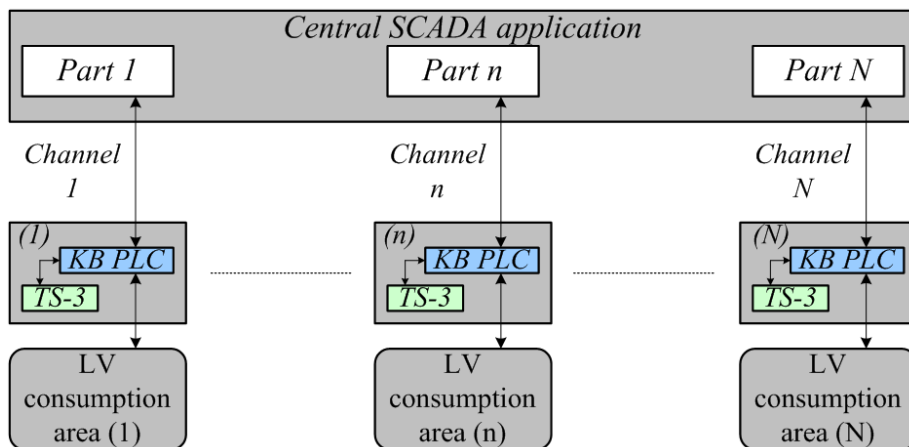
Odgovarajući softver bi, na osnovu podataka o trenutnom opterećenju ovoga konzuma generisao pomenute, odgovarajuće komande za upravljanje opterećenjem. Adrese brojila kojima barata koncentrador i sistem AMR, kao i adrese pametnih utičnica, uređaja za stohastičko upravljanje opterećenjem i/ili dinamičkih 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 i brojila 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 trošila) mogla bi da bude bežična, i da se bazira na ZigBee konceptu.

VI.3.2 Restrukturiranje postojeće SCADA

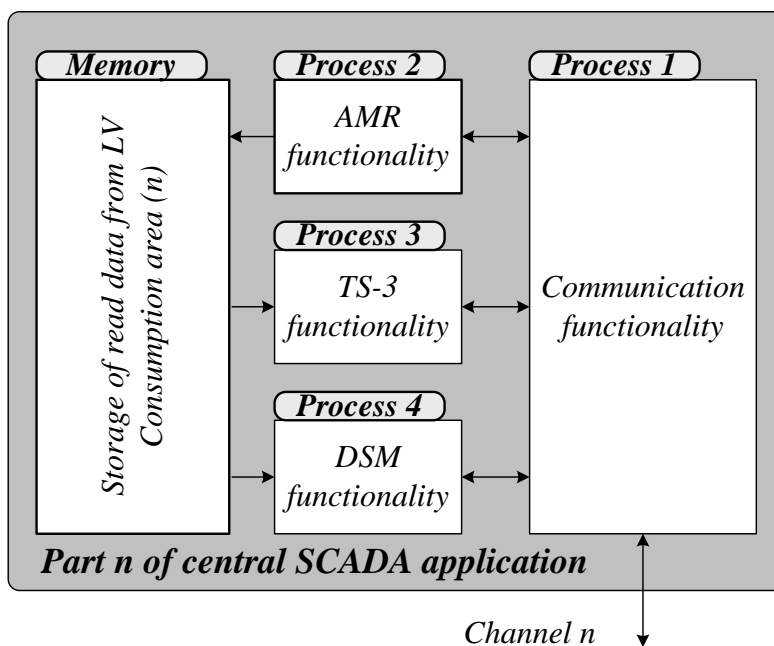
Na strani operatera distributivnog sistema, bila bi nužna i izvesna dogradnja postojeće SCADA, u cilju podrške jednom ovakvom konceptu, primenjenom na većem broju TS. Tako je na slikama VI.2÷VI.4 ilustrovan celokupan sistem koji integriše daljinsko očitavanje potrošača (AMR deo), nadgledanje termičke slike transformatora SN/NN (TS-3 deo) i daljinsku kontrolu potrošnje na strani potrošača (DSM deo). Predviđeno je da sistem ima mogućnost nadgledanja/upravljanja više transformatorskih stanica (TS) i njima odgovarajućih konzuma. Komunikacija Centra upravljanja sa TS se obavlja preko GSM mreže korišćenjem GPRS servisa. Korišćenjem TCP/IP protokola bilo bi omogućeno potpuno nezavisno procesiranje svake TS ponaosob i njoj pripadajućega konzuma (v. sliku VI.3). Deo n centralne SCADA aplikacije procesira n -tu TS.



Slika VI.2 Prikaz sistema sa ukupno N TS SN/NN /izvor: sl. 2 iz [VI.7]/



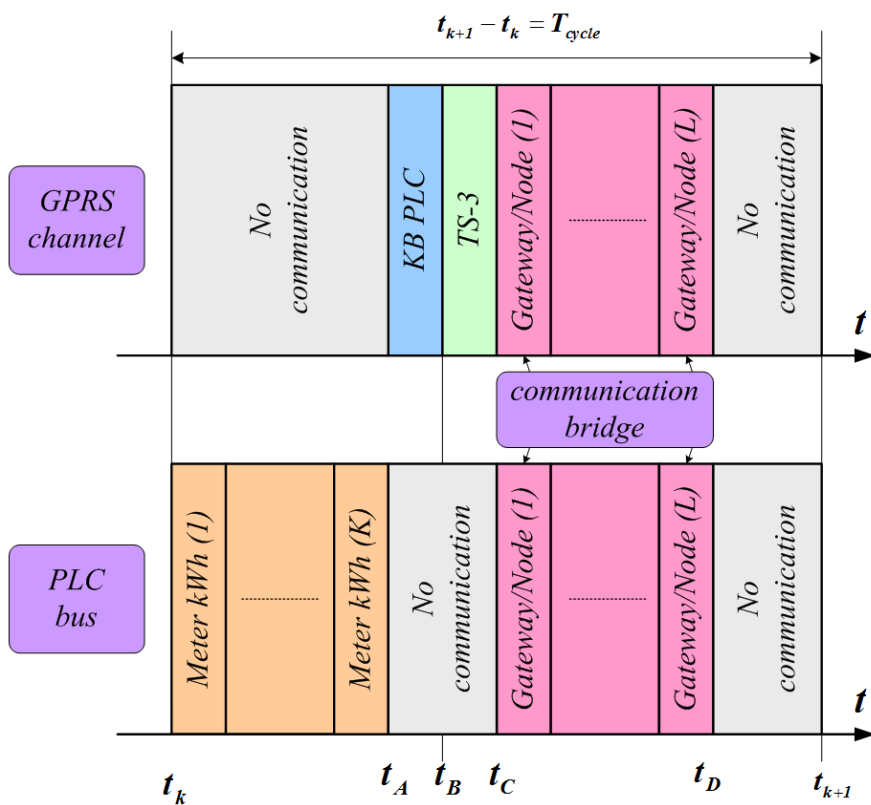
Slika VI.3 Struktura centralne SCADA aplikacije i hardverski uređaji instalirani u TS SN/NN /izvor: sl. 3 iz [VI.7]/



Slika VI.4 Detaljni prikaz strukture dela centralne SCADA aplikacije (sa slike VI.3) koji se odnosi na konzum TS n /izvor: sl. 4 iz [VI.7]/

Svaki deo centralne SCADA aplikacije, koji odgovara jednoj TS i njenom konzumu, ima u sebi implementirano više funkcionalnosti i delova, prikazanih na slici VI.4. Celine koje bi sadržao svaki od N delova ovako nadograđene centralne SCADA aplikacije su: komunikacioni deo, AMR deo, TS-3 deo, DSM deo i deo za sladištenje očitanih podataka.

Komunikaciona funkcionalnost. Komunikacioni deo softverske funkcionalnosti služi da ostvari komunikaciju sa udaljenim uređajima u TS (koncentratorom KB PLC i uređajem TS-3 za monitoring energetskog transformatora SN/NN) i sa DSM uređajima na konzumnom području, sa kojima se komunicira preko PLC modema i kućnih čvorova (gateway). Komunikacija sa udaljenim uređajima se obavlja periodično, u trenucima $t_k = k \cdot T_{\text{cycle}}$, $k = 1, 2, \dots, m$. Komunikacija sa udaljenim uređajima se ostvaruje u okviru strogo definisanih vremenskih slotova (*Time Division Multiple Access*, slika VI.5), u toku jednog ciklusa očitavanja, trajanja T_{cycle} . Koncentrator KB PLC komunicira sa brojlama (kojih ima K) i ova komunikacija se obavlja kroz NN mrežu (period (t_k, t_A) , v. sl. VI.5). U periodu (t_A, t_B) centralna SCADA očitava podatke koje je koncentrator sakupio sa konzuma. U periodu (t_B, t_C) centralna SCADA očitava podatke sa uređaja TS-3, gde ova komunikacija ide preko koncentratora. U periodu (t_C, t_D) centralna SCADA očitava podatke/šalje komande sa Gateway/Node uređaja (koji vrše DSM funkcionalnost i ima ih L komada), pri čemu koncentrator vrši funkciju premoščavanja (*communication bridge*) između GPRS i PLC komunikacionog puta. Tokom perioda (t_D, t_{k+1}) nema komunikacije i dužina ovog perioda određuje kapacitet za dodavanje novih brojlila i/ili Gateway/Node uređaja.



Slika VI.5 Komunikacioni ciklus, tokom Perioda k (t_k, t_{k+1}) /izvor: sl. 5 iz [VI.7]/

AMR funkcionalnost. Ovaj deo obrađuje očitane podatke koje prikupi koncentrator i smešta ih u privremenu memoriju (RAM) i trajnu memoriju (baza podataka).

TS-3 funkcionalnost. Prati rad uređaja TS-3 koji “snima” termičku sliku napojnog distributivnog transformatora, po modelu koji je detaljno opisan tj. definisan u [VI.1]÷[VI.5]. Vrednost trenutno dostignutog opterećenja transformatora postaje krucijalni ulazni podatak za sledeći korak, DSM proceduru.

DSM funkcionalnost. Na osnovu očitanih podataka ovaj deo sistema vrši procenu ponašanja celokupnog sistema u narednom periodu. U slučaju potrebe, on koncipira strategiju prevazilaženja problema neoptimalnog rada transformatora ili sprečavanja obrnute transformacije, i formira komande koje će se slati ka uređajima Gateway/Node u sledećem ciklusu (Period $k+1$).

Integracija svih navedenih funkcionalnosti mogla bi da se izvede ilustrovanim proširenjem postojeće SCADA operatera distributivnog sistema. Ukupna 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, integrisanog 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.

U narednom poglavlju jedan ovakav sistem je modelovan, sa konkretnim zahtevima po pitanju opterećenja, na primeru jedne realne TS 10/0,4 kV. Kao ulazni za proračune, korišćeni su realni, mereni podaci o opterećenjima ostvarenim u 2012. Pretpostavljen je značajan upliv V-RES, u budućnosti, i utvrđeni su problematični periodi i režimi rada koji bi se tada imali. Istražene su mogućnosti predloženog DSM/DR modela i integrisanog koncepta, za ublaženje tih problema. Rezultati su ilustrovani pomoću serije grafika.

VII SIMULACIJA UTICAJA HIPOTETIČKE PV ELEKTRANE I MERA DSM/DR NA BALANSIRANJE SNAGE U ODABRANOM MANJEM KONZUMNOM PODRUČJU

VII.1 Određivanje uzorka konzuma i ulaznih podataka za proračune

Cilj proračuna prikazanih u ovom poglavlju bilo je utvrđivanje uticaja jedne hipotetičke V-RES elektrane na profil opterećenja realne mreže, kao i to na koji način programi DSM/DR mogu da doprinesu balansiranju snage tj. da odigraju ulogu skladištenja energije. U potonjim poglavljima razmotreni su i neki dugoročni, planerski aspekti ove problematike.

Odabran je jedan uzorak realne mreže EDB, kako bi se sagledale i uvažile stvarne mogućnosti i ograničenja za instaliranje V-RES (ovde: PV panela).

VII.1.1 Problematika određivanja potrošača sa tipskim profilom opterećenja za određenu vrstu načina zagrevanja prostorija

Utvrđeno je da su raspoloživi uzorci niskonaponskog (NN) konzuma sa relevantnim merenjima isuviše mali u odnosu na ukupan broj potrošača, da bi mogli da posluže kao osnov za tipizaciju. Takođe, raspoloživi podaci o merenjima na NN su takvi, da takođe mogu da dovedu do pogrešnih zaključaka. Naime, tokom prikupljanja i vrednovanja raspoloživih podataka, naišlo se na probleme koji postoje u vezi integriteta i konzistentnosti podataka. Reč je, npr, o podacima o broju i načinu grejanja potrošača na niskom naponu (NN) i o merenim snagama kod daljinski očitavanih kupaca (AMR). Ovi problemi su bili takvi da u vreme izrade ove disertacije nisu mogli da budu prevaziđeni. Stoga se moralo osloniti na pouzdane podatke sa srednjeg napona (SN), tj. na 15-minutna merenja sa SCADA EDB, uz odgovarajuće aproksimacije i preslikavanja. Naime, bilo je očigledno da će se takvim pristupom učiniti daleko manja greška od one koja bi se imala korišćenjem malog (i stoga verovatno netipičnog) uzorka, pritom sa nepotpunim i nekonzistentnim podacima o merenjima na NN.

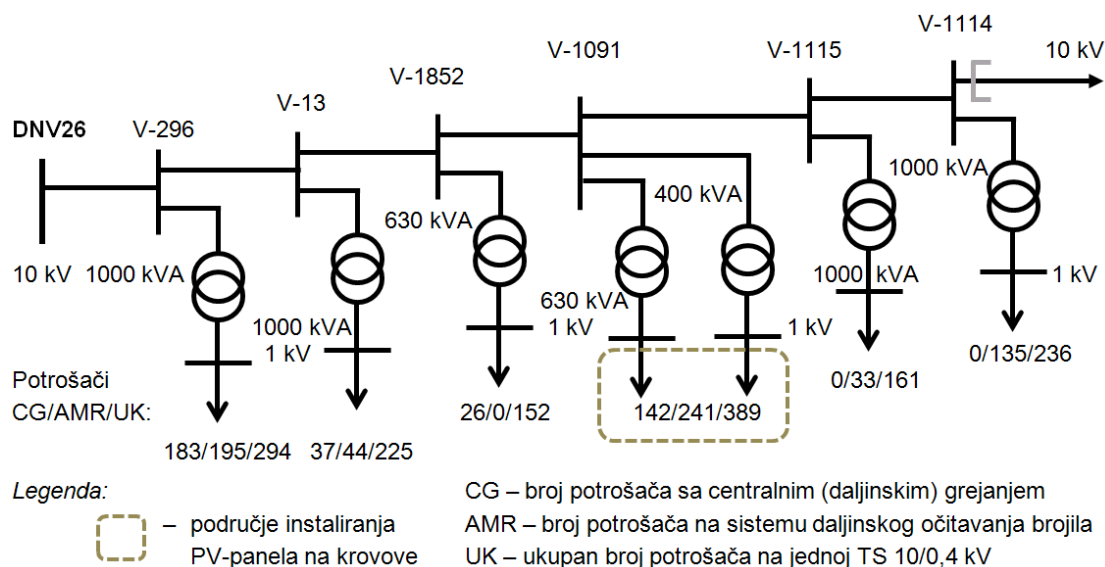
Iz navedenih razloga, pouzdanije je koristiti 15-minutna merenja na izvodnim ćelijama SN, i preslikati ih na nivo TS 10/0,4 kV i, eventualno, na NN. Ova merenja su prikupljena iz aplikacije *WinMer*, obrađena i napravljeni su odgovarajući ulazni fajlovi za proračune. Na SCADA EDB se registruju struje, a snage su proračunske i približne, jer, naravno, zavise od trenutnih vrednosti napona i faktora snage. U proračunima smo za ove veličine pretpostavili vrednosti od 10 kV i 0,95, respektivno, mada je stvarni faktor snage veći, barem u zimskoj, kritičnijoj sezoni, posmatrano na području Beograda, kao celini. Zbog toga je u odgovarajućim .xls fajlovima predviđeno da se mogu varirati i napon i faktor snage (moraju se, naime, usvojiti neke srednje godišnje vrednosti), da bi se na osnovu izmerenih struja u 10 kV ćelijama dobile snage.

VII.1.2 Podaci o realnim opterećenjima odabranog konzuma

Korišćena su 15-minutna merenja za istu, 2012. godinu, za jedan izvod 10 kV koji napaja nekoliko TS 10/0,4 kV sa potrošačima koji imaju različite načine grejanja i mogućnosti upravljanja potrošnjom. Ove, izmerene snage je potom trebalo „kuplovati“, fiktivnom, solarnom elektranom, proizvoljne instalisane snage, opisanom u narednom potpoglavlju. Jednopolna šema odabranog uzorka mreže data je na slici VII.1.

Podaci sa SCADA EDB uzeti su za odabranu izvodnu ćeliju 10 kV br. 26 u TS 35/10 kV “Dušanovac” (skr. DNV26). Ova ćelija napaja podzemnim (kablovskim) vodom 10 kV sledeće TS 10/0,4 kV, registarskih brojeva:

- V-296 “Bulevar Vojvode Stepe 106”, tipa “u objektu”, instalisane snage 1000 kVA, sa potrošačima na AMR i mešovitim načinom grejanja prostorija;
- V-13 “Gostivarska 12a”, MBTS, 1000 kVA, postoji AMR, manjina potrošača sa centralnim grejanjem;
- V-1852 “Kralja Vladimira 22”, limenka, 630 kVA, nije na AMR, manji broj stanova na centralnom grejanju;
- V-1091 “Bulevar Vojvode Stepe 68”, limenka, 630+400=1030 kVA, jedan transformator i njegov konzum na sistemu AMR, mešovito grejanje;
- V-1115 “Bože Jankovića 2”, u objektu, 1000 kVA, sa AMR, potrošači bez centralnog grejanja;
- V-1114 “Vojvode Stepe 37-39”, u objektu, 1000 kV, sa AMR, potrošači bez centralnog grejanja.



Slika VII.1 Jednopolna šema odabranog uzorka SN mreže i TS SN/NN na čijem konzumnom području se pretpostavlja veći obim instaliranja PV-panela

Iz odgovarajućih tehničkih i komercijalnih baza EDB, korišćenjem relevantnih aplikacija, prikupljeni su i podaci o onim potrošačima napojenim preko navedene

izvodne ćelije, koji su daljinski očitavani (AMR). Kod ovih potrošača bi se moglo, počev od naredne zimske sezone, da podesi stalno očitavanje snage (npr. na satnom ili čak 15-minutnom nivou), radi sprovođenja programa DSM/DR i detaljnijih analiza, u budućnosti. Naime, dosadašnja merenja, raspoloživa u vreme izrade ove disertacije, nažalost, nisu bila u pravilnim intervalima, a postoje i velike “rupe”, ponekad i od dan-dva. Stoga takva merenja sa NN, u ovom trenutku, nisu bila upotrebljiva.

Za dalje analize je, kao početni uzorak, usvojena TS 10/0,4 kV koja nosi registarsku oznaku V-1091 i pojedini potrošači na njoj – oni koji su podvedeni pod sistem AMR. Utvrđen je broj i vrsta (način) grejanja potrošača na TS V-1091. Na njoj postoje potrošači i sa centralnim grejanjem i bez njega (pretežno sa TA pećima). Svi koji su sa centralnim grejanjem imaju i AMR. Na prvom trafou u V-1091, od onih potrošača podvedenih pod AMR sistem, ima oko 40% koji su bez centralnog grejanja (verovatno sa TA), a na drugom ih je oko 71%. Ukupno, na nivou cele TS, pokrivenost “termaša” AMR-om iznosi oko 60%. Shodno ranije navedenoj opasci o merenim podacima, za sve potrošače (za rejon cele TS) uzet je proporcionalno umanjen grafik opterećenja izvodne ćelije 10 kV br. 26 u TS „Dušanovac“ (DNV26). Dakle, preračunata su opterećenja izvodne ćelije DNV26 na nivo TS V-1091, srazmerno njenoj instalisanoj snazi transformatorâ (400+630 kVA), u odnosu na ukupnu instalisanu snagu svih TS na ovom izvodu (5660 kVA).

Takvi, proporcionalno umanjeni podaci 15-minutnih snaga DNV26 tokom 2012. korišćeni su kao ulazni za proračune u programima Excel i HOMER, koji su odabrani za proračune. HOMER je, na primer, prikladniji od EnergyPlana za ovakav uzorak mreže.

Pri svemu ovome, pretpostavljena je ravnomerna raspodela snaga potrošnje između dva transformatora u ovoj TS, srazmerno njihovim naznačenim snagama, a s obzirom da su oni kratkotrajno preopteretljivi (i do 20%) – sigurnosti radi – usvojena je kao ograničenje njihova instalisana snaga (ukupno, dakle, $1030 \text{ kVA} \cdot 0,95 = 978,5 \text{ kW}$).

VII.1.3 Podaci o mogućoj snazi proizvodnje iz PV panela na području Beograda

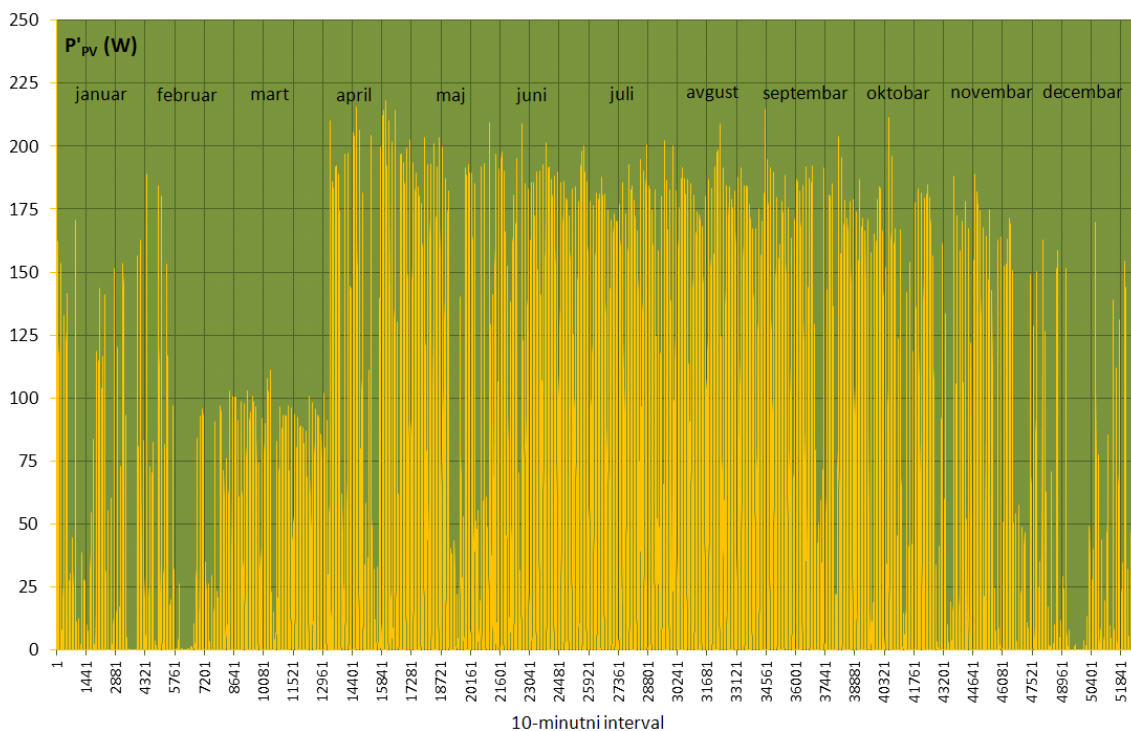
Takođe kao ulazni, za dalje proračune su korišćeni podaci o merenjima snage proizvodnje iz postojeće solarne elektrane (sa 22 PV-panela ukupne snage 5060 W) na Školi “Rade Končar”, za celu 2012. Ova merenja su vršena na svakih 10 minuta. Za period od 19. do 31. januara 2012. merenja ne postoje. Ti nedostajući podaci zamenjeni su podacima iz istog perioda 2013.

Sa zvaničnog sajta Škole “Rade Končar”, redom su preuzimani podaci za svaki dan u navedenoj godini. Kao i za ćeliju DNV26, i za solarnu elektranu je načinjeno 366 fajlova u Excel, jer su se mogli preuzimati i konvertovati samo pojedinačni dnevni dijagrami snage njene proizvodnje. Potom je načinjen odgovarajući, sumarni .xls fajl, koji se mogao konvertovati u .txt fajl, pogodan za unos podataka u odgovarajuće

programe za balansiranje snaga (EnergyPlan, Homer i sl.). Alternativno, za dalje proračune i analize, korišćen je i sam Excel fajl sa objedinjenim podacima za celu 2012.

Originalna, preuzeta merenja tokom 2012, preračunata su za jedan panel naznačene snage od 230 W (data su na slici VII.2), a zatim su sračunate normalizovane vrednosti realne proizvodnje (P_{mer}/P_{inst}). Potom je u fajl dodat Sheet za izbor broja i snage panela za fiktivnu elektranu, i funkcionalno povezan sa prethodnim i narednim – Sheetom za proračun snage proizvodnje iz odabranog broja panelâ željene jedinične snage u W, prema insolaciji iz 2012.

Na ovaj način, promenom jedinične snage panela ili njihovoga broja, ili i jedne i druge veličine, automatski se menja ne samo ukupna instalisana snaga hipotetičke PV-elektrane, nego i svi podaci (trenutne snage proizvodnje elektrane), relevantni za dalje proračune.



Slika VII.2 Snage proizvodnje jediničnog PV-panela snage 230 W na krovu škole „Rade Končar“ tokom 2012.

VII.1.4 Dimenzionisanje hipotetičke PV elektrane

Za proračun instalisane snage solarne mikro-elektrane bio je neophodan i podatak o površinama krovova kod odabranih potrošača sa V-1091, kod kojih bi se instalirali PV paneli. Sa raspoloživih geodetskih podloga premerena je površina pod zgradama, i to za one odabrane kuće u kojima postoje potrošači podvedeni pod sistem AMR. (Ovakav izbor je izvršen radi lakše eventualne primene i praćenja rezultata programa DSM/DR + V-RES, u budućnosti.) Raspoložive podloge su bile stare i neažurirane, pa su neke manje, porodične kuće sada već zamenjene višestambenim objektima (vidljivo

na Google Maps), koji sada zauzimaju daleko veću površinu. Krovovi na odabranim zgradama su uglavnom ravni, mada ima i kosih, na jednoj manjoj zgradi je krov čak na četiri vode, sa krovnim prozorima (što umanjuje mogućnost montaže panela).

Površina krovova, prema staroj situaciji, bila je oko 3500 m². Sada postojeća je sigurno veća, možda i preko 4500 m². Usvojena je ipak ona prva, manja površina, koju treba pomnožiti nekim faktorom (0,40÷0,67), radi uvažavanja uticaja dvoslivnih, 4-slivnih krovova, dimnjaka i krovnih prozora, kao i uklopivosti polja panela u oblik podloge (krova) za montažu, shodno dimenzijama panela. Površina od oko 2000 m² pod panelima izgleda realno izvodljiva, u tehničkom pogledu.

Što se tiče orijentacije i nagiba krovova, neophodno je bilo napraviti neku aproksimaciju tj. uprosečavanje, imajući u vidu različite oblike i orijentacije krovova. S obzirom na pravac prostiranja glavne ulice (Vojvode Stepe) odabranog konzuma, od severozapada na jugoistok, usvojena je orijentacija panela ka jugozapadu i nagib od 35°, jer su za taj nagib (i orijentaciju ka jugu) bila raspoloživa navedena merenja sa Škole „Končar“.

Za proračune su korišćeni podaci i fizičke dimenzije (1640 mm x 992 mm) jednog panela naznačene snage od 250 W, pa se – uz ugao postavljanja od 35° prema horizontali (ako je krov ravan), može proračunati koliko se približno panela može postaviti na raspoloživu površinu.

Ukoliko je efektivno raspoloživa površina 2000 m² (horizontalna projekcija odabranih krovova, pogled odozgo), a površina jednog panela 1,627 m², onda se ima:

horizontalna projekcija površine jednog panela: $1,627 \text{ m}^2 \cdot \cos(35^\circ) = 1,333 \text{ m}^2$.

Najveći broj panela koje je moguće montirati tada je:

$2000 \text{ m}^2 / 1,333 \text{ m}^2 = 1500$ komada,

a ukupna instalisana snaga PV "mikro-elektre": $1500 \cdot 250 \text{ W} = 375 \text{ kW}$.

Slično kao za snage potrošnje, uvedena je pretpostavka da je i broj tj. instalisana snaga (a samim tim i snaga proizvodnje) PV-panela ravnomerno raspoređena na dva transformatora u TS V-1091, srazmerno njihovim naznačenim snagama.

VII.1.5 Svođenje ulaznih podataka na istu vremensku rezoluciju

Dakle, kao ulazne koristili smo podatke o proizvodnji iz male PV elektrane snage 5,06 kW na krovu Škole „Rade Končar“ (sa 10-minutnom rezolucijom) i o strujama/snagama potrošnje (sa 15-minutnom rezolucijom) izvodne ćelije 10 kV broj 26 u TS 35/10 kV „Dušanovac“ (skr. DNV26), koja napaja šest TS 10/0,4 kV, od kojih je pet na sistemu AMR.

S obzirom da je za dalje proračune bilo potrebno imati jedinstvenu vremensku rezoluciju, nužno je bilo pretvoriti 10-minutna (za PV proizvodnju) i 15-minutna

merjenja (snage potrošnje) u polusatna, u Excel, pre narednih koraka (konverzije u .txt fajl i/ili proračuna balansa snage).

VII.2 Balansiranje snaga

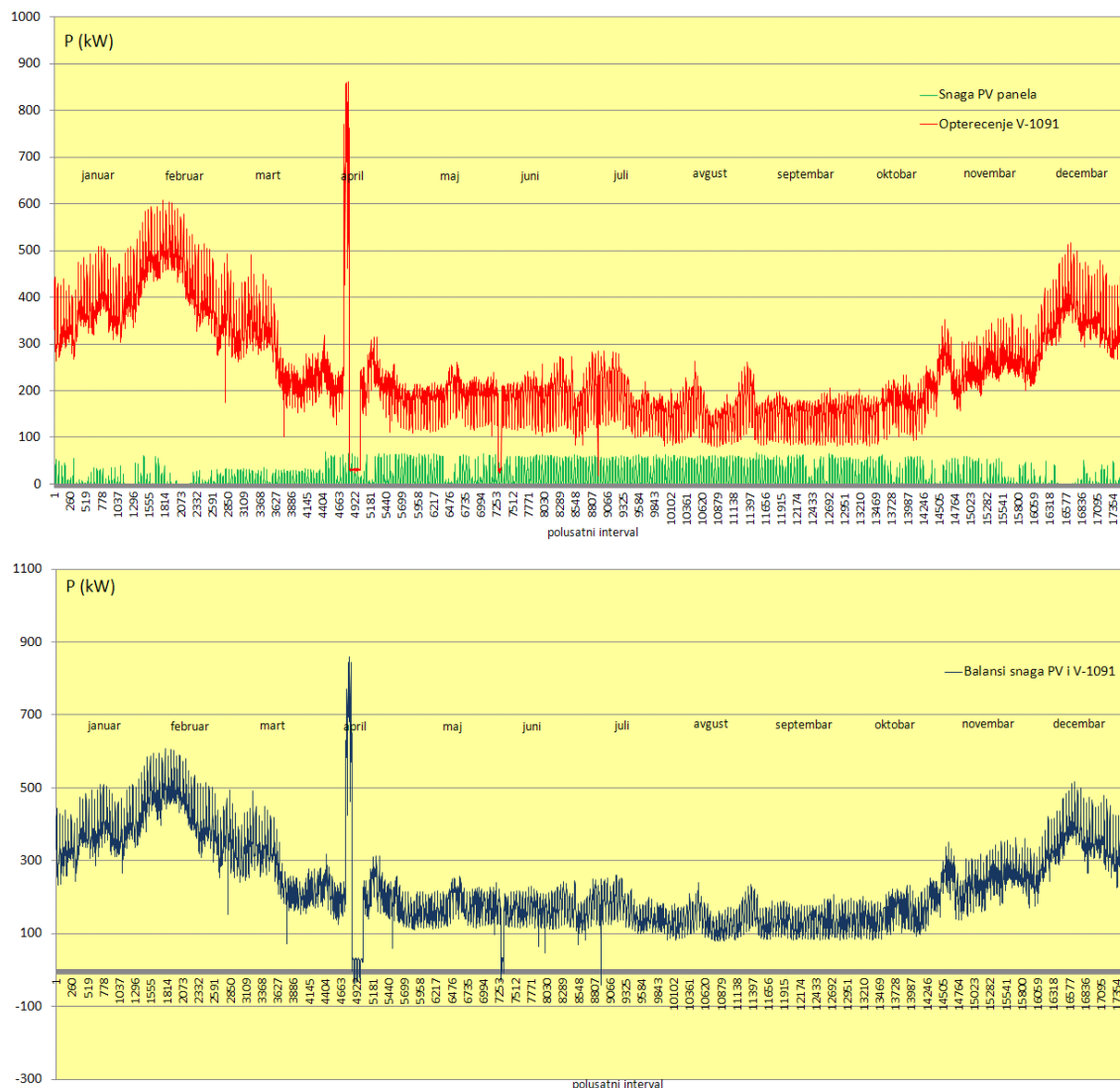
VII.2.1 Balansiranje postojećeg opterećenja i V-RES, bez DSM/DR

Dobijena maksimalna snaga hipotetičke PV-elektreane bila bi već osetna za konzum jedne ovakve TS 10/0,4 kV, sa instalisanom snagom transformatora od 630 + 400 kVA = 1030 kVA. Sa takvom snagom proizvodnje (375 kW), u vedrim danima prelaznih perioda (kada nema ni grejanja ni hlađenja prostorija), moglo bi doći i do injektiranja većih iznosa energije iz ove „elektreane“ u distributivnu mrežu 10 kV (što bi svakako otvorilo i pitanje tokova snaga, podešenja relejne zaštite i dr.). To potvrđuju i proračuni u Excel i HOMER, na bazi onog realnog godišnjeg dijagrama snage proizvodnje iz PV panela i dijagrama opterećenja DNV26 svedenog na konzum V-1091, proporcionalno njenoj instalisanoj snazi. Rezultati tih proračuna prikazani su na slikama u nastavku ovog poglavlja. Oni ilustruju aktiviranje PV panela (prema realnom grafiku 10-minutnih snaga proizvodnje tokom 2012. na području Beograda) i simuliranje njihovog uticaja, kako tokom zime, tako i tokom leta. Ovo potonje je i važnije, jer je tada insolacija veća, a opterećenje manje nego zimi, pa njihova razlika treba i može da bude kuplovana sa nekim DSM/DR programom, npr. sa uticajem i podešavanjem klima-uređaja.

Za slučaj sa slike VII.3, instaliranja 300 PV-panela, uočljivo je da hronološka kriva balansirano opterećenja (donji grafik) ima osetno manje oscilacije od prvobitne (na gornjem). U narednom slučaju (600 panela, slika VII.4), u nekim periodima su oscilacije balansirane krive nešto veće, a u nekim manje od oscilacija prvobitne krive opterećenja. Sa daljim povećanjem broja panela (sl. VII.5 do VII.7), oscilacije i strmine rezultujuće krive opterećenja, sve više se povećavaju.

Sa slika VII.3 i VII.4 je uočljivo da za 300 i 600 PV-panela od po 250 W, instaliranih na konzumu V-1091, samo u periodima planskih remonata i rasterećenja ove TS ili ispadâ (kvarova) na njenim transformatorima ili NN izvodima, može doći do negativnih bilansa snage tj. do povratnog toka električne energije od krajnjih potrošača ka transformatorima u TS i napojnoj mreži 10 kV.

Na donjem grafiku sa slike VII.5, pak, za slučaj instaliranja 900 PV-panela, vidi se da će i u pojedinim periodima normalnog pogona, usled manjih opterećenja, dolaziti do povremenih i kratkotrajnih injektiranja energije u mrežu 10 kV preko obrnute transformacije 0,4/10 kV u TS V-1091. Za slučajeve sa slika VII.6 i VII.7, sa 1200 odnosno maksimalnih 1500 PV-panela, učestalost i intenzitet ove pojave se osetno povećavaju, tako da kompletan period od aprila do novembra biva karakterističan po njoj.



Slika VII.3 Snage potrošnje V-1091 i proizvodnje iz 300 PV-panela snage po 250 W (gornji grafici) i ukupna, balansirana snaga „na pragu“ TS V-1091 (donji grafik)

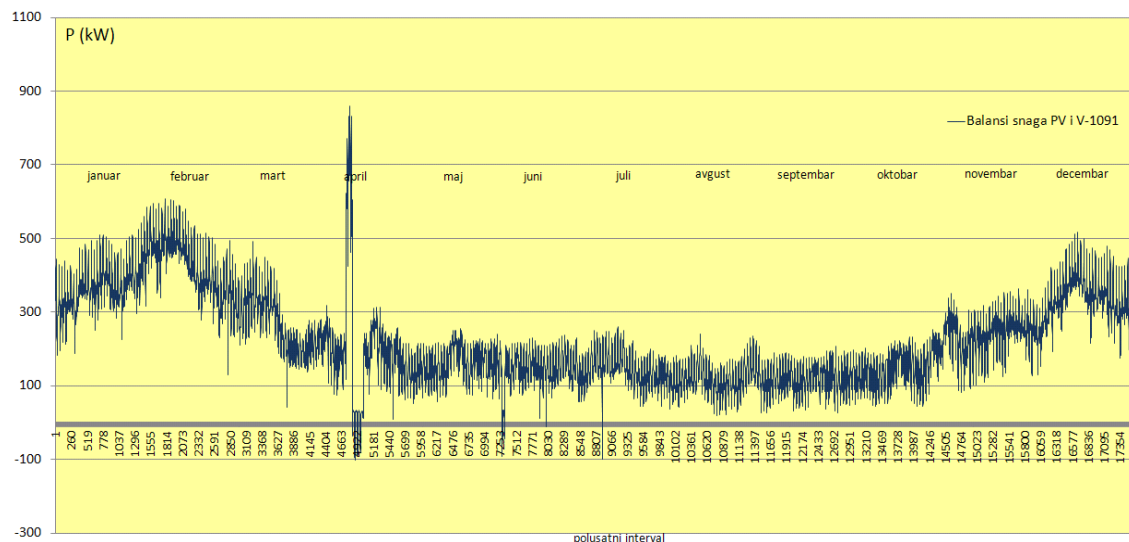
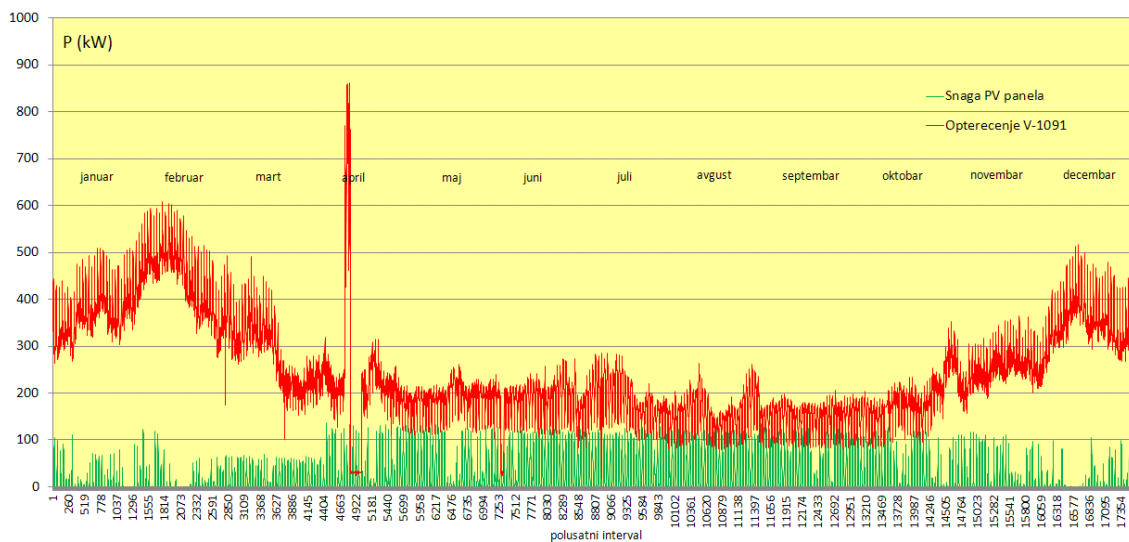
Da bi se izbegli negativni efekti i komplikacije u radu distributivne mreže usled obrnute transformacije, injektiranja energije u 10 kV mrežu i usložnjavanja tokova snaga, moguće je pribеći nekom (ili kombinaciji) od sledećih rešenja:

- instaliranje sistemâ za akumulisanje energije i lokalne automatike za regulaciju režimâ rada;
- približavanje konceptu mikro-mreže, primenjenog na NN rejon TS V-1091;
- uvođenje dodatnog monitoringa trenutne snage na NN tabli u TS i automatike koja će – kada opterećenje TS padne ispod neke vrednosti ili uz njegov negativni trend – startovati odgovarajući DSM program, npr:
- optimizacione termostate klima-uređaja, prema [VII.1], koji dinamički rešavaju nastali problem upravljanja, s obzirom da njihova objektivna funkcija obuhvata

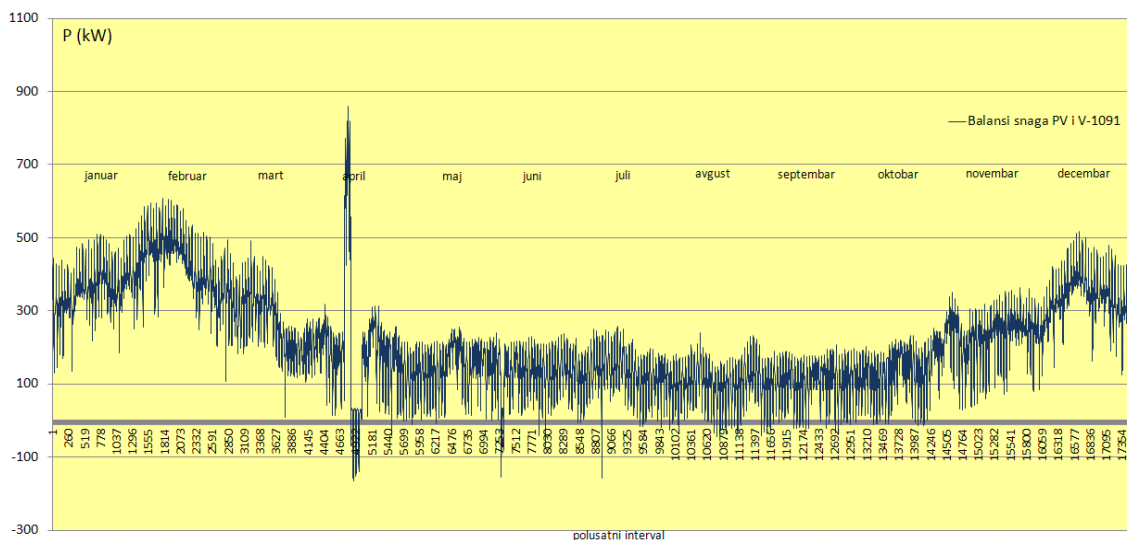
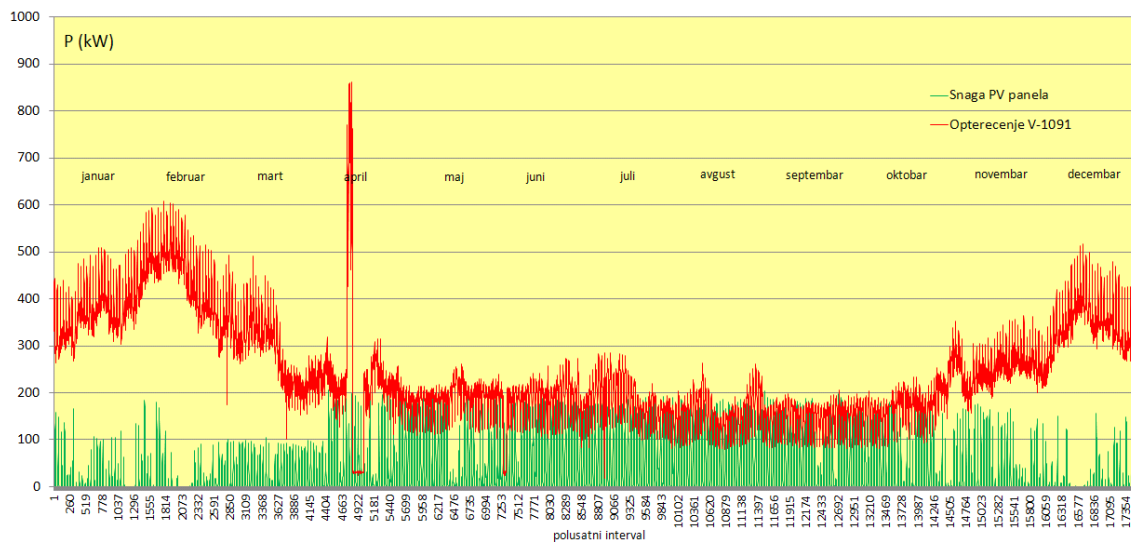
korisnost pridruženu komforu, i troškove, uz maksimalizaciju ukupnih dobitaka za korisnika;

- *ColorPower* sistem upravljanja potrošnjom pomoću stohastičkog distribuiranog proračunavanja, prema [VII.2];
- korišćenje „pametnih“ kućnih aparata i koncepata automatizacije domaćinstava, opisanih u Poglavlju II i u [II.14] ÷ [II.16].

Pritom je za eksperimentalnu primenu jednog ovakvog, DSM/DR + V-RES projekta pogodno upravo analizirano konzumno područje TS V-1091, jer je u dobroj meri pokriveno AMR sistemom tj. potrebnom infrastrukturom, koja omogućava dobru komunikaciju između krajnjih potrošača i centra upravljanja (tj. centra za AMR) u elektrodistribuciji.



Slika VII.4 Snage potrošnje V-1091 i proizvodnje iz 600 PV-panela snage po 250 W (gornji grafici) i ukupna, balansirana snaga „na pragu“ TS V-1091 (donji grafik)



Slika VII.5 Snage potrošnje V-1091 i proizvodnje iz 900 PV-panela snage po 250 W (gornji grafici) i ukupna, balansirana snaga „na pragu“ TS V-1091 (donji grafik)

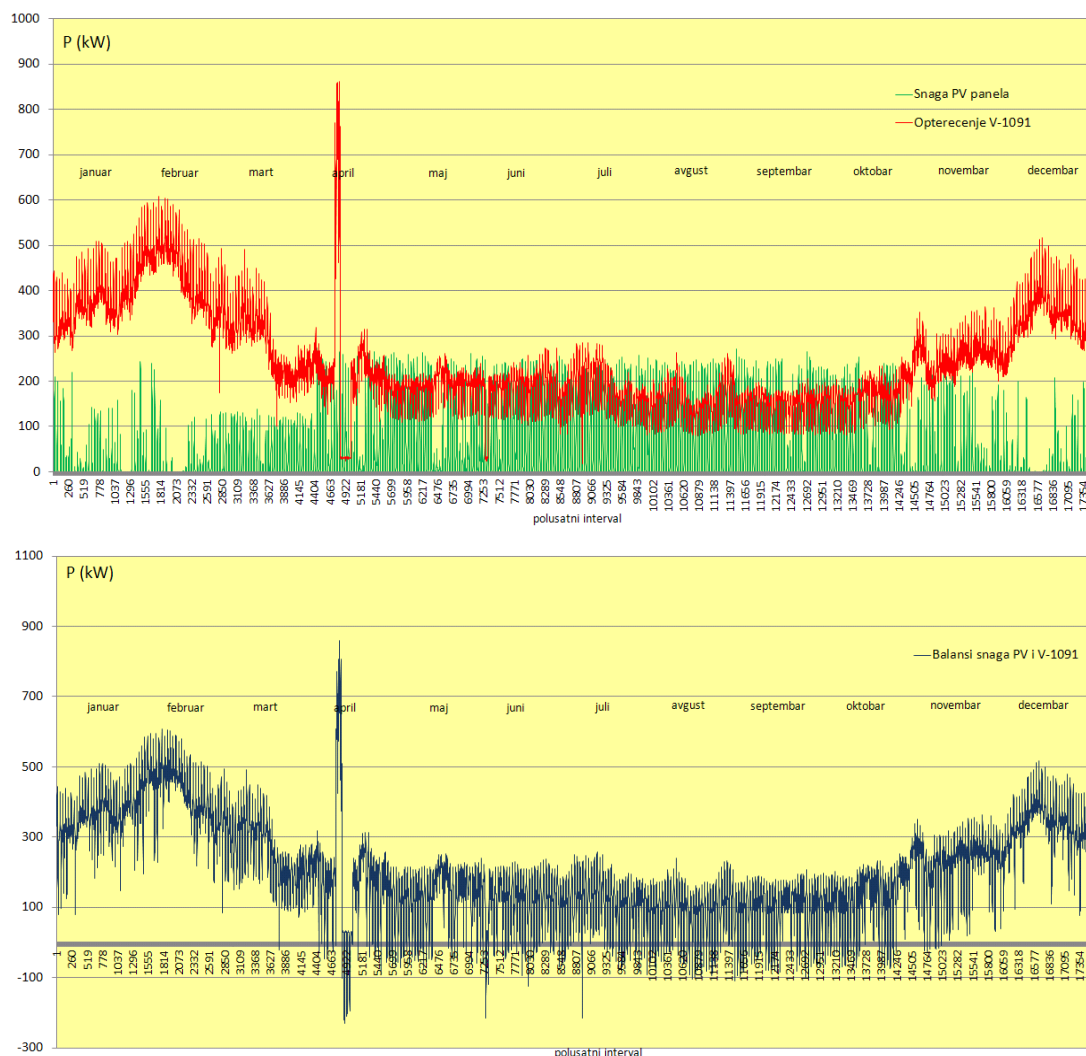
Ono što se takođe može zapaziti međusobnim poređenjem donjih grafika sa slika VII.3 do VII.7, jeste činjenica da – porastom broja PV-panela – rapidno raste i širina opsega u kome varira izbalansirana snaga (za 300 panela ona iznosi 100-nak kW, a za 1200 i 1500 panela, ovaj opseg premašuje 300 kW). Dakle, na ovom malom, konkretnom primeru, potvrđuje se konstatacija iz [VII.3] da se sa većim udelom distribuiranih, intermitentnih izvora, povećavaju strmine u dnevnom dijagramu opterećenja. I zbog toga bi bilo veoma svrsishodno uvesti neki DSM/DR program, kako bi se ovi nagli skokovi i padovi opterećenja smanjili.

VII.2.1 Balansiranje postojećeg opterećenja i V-RES, sa DSM/DR

VII.2.2.1 *Utvrđivanje kapaciteta upravljivog opterećenja u odabranom području*

Kao što je već napomenuto i uočljivo na slici VII.2, insolacija leti je osetno veća, a opterećenje manje nego zimi, pa njihova razlika tada treba i može da bude kuplovana sa

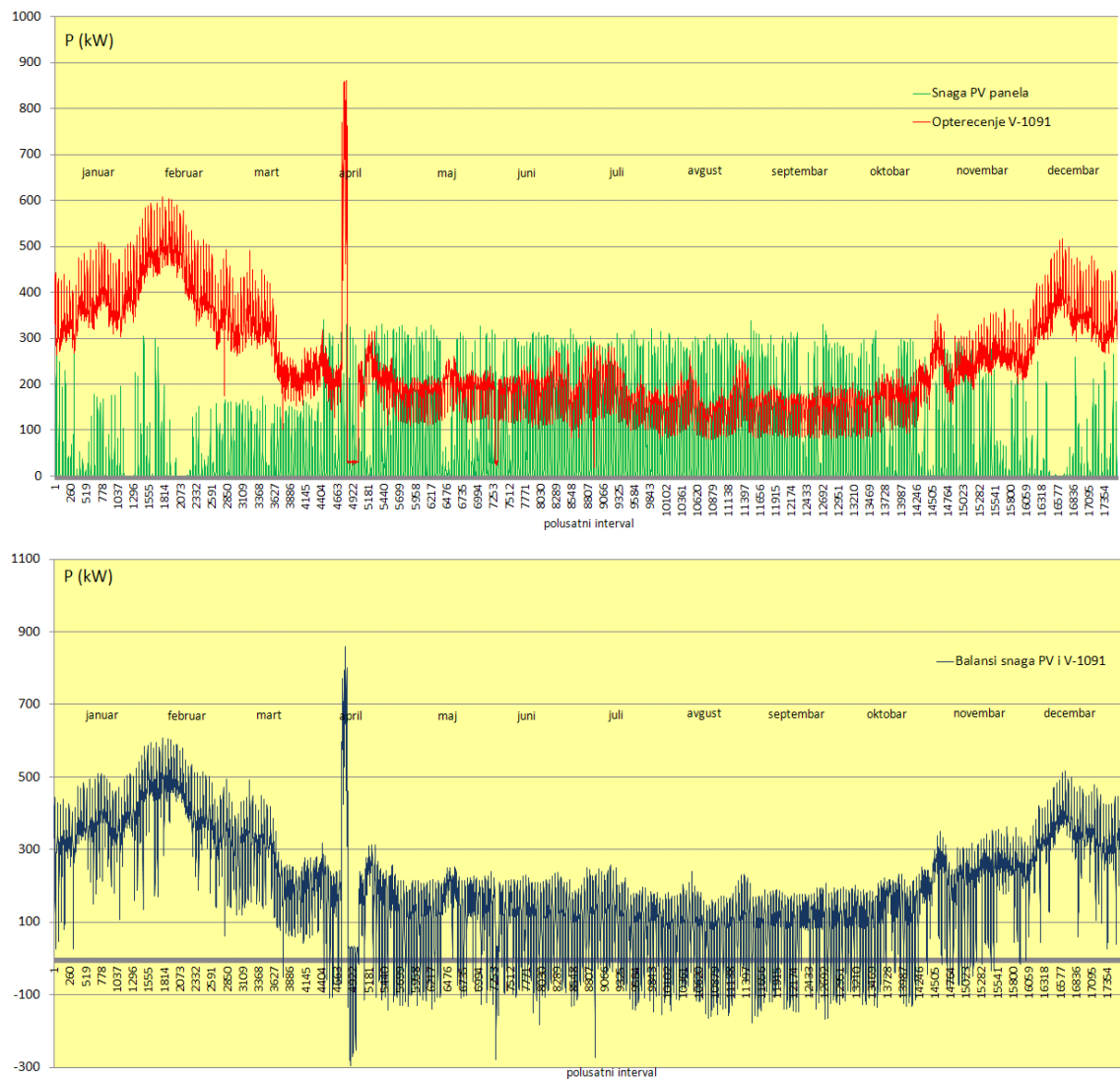
nekim DSM/DR programom, npr. sa uticajem i podešavanjem klima-uređaja. Mogućnosti variranja temperature u prostorijama, kako bi se kompenzovao eventualni višak energije iz PV i sprečio povratni tok električne energije u SN mrežu, može se proceniti iz dijagrama opterećenja za V-1091. Naime, treba uporediti dijagrame za visoku letnju sezonu i prelazni period (tj. kolika je razlika u vršnim snagama u rano popodne, kad je snaga iz PV najveća, ali i korišćenje klima-uređaja u vršnoj sezoni najintenzivnije), pa tu razliku svesti proporcionalno na odabrani broj potrošača za koji smo pretpostavili PV panele, u odnosu na ukupan broj potrošača na V-1091. Energija kojom možemo da balansiramo tada će biti jednaka umnošku te svedene razlike u vršnoj snazi ovih dnevnih dijagrama i vremenskog perioda u kom postoji višak energije iz PV-elektreane.



Slika VII.6 Snage potrošnje V-1091 i proizvodnje iz 1200 PV-panela snage po 250 W (gornji grafici) i ukupna, balansirana snaga „na pragu“ TS V-1091 (donji grafik)

Drugi, i ovde primenjeni pristup za procenu kapaciteta upravljivog opterećenja je sledeći: polazeći od pojedinačnih dnevnih dijagrama strujâ opterećenja ćelije DNV26, množenjem sa 1,732, 10 i 0,95, dobijamo profile opterećenja (u kW) tokom svih dana u

2012. S obzirom da su merenja 15-minutna, neophodno je, radi unifikacije sa prethodno pribavljenim vrednostima ključnih veličina, svesti ova merenja na polusatna. Svođenje na opterećenja TS 10/0,4 kV V-1091 vrši se na uobičajeni, ranije opisani, način.



Slika VII.7 Snage potrošnje V-1091 i proizvodnje iz 1500 PV-panela snage po 250 W (gornji grafici) i ukupna, balansirana snaga „na pragu“ TS V-1091 (donji grafik)

Sa druge strane, iz pribavljenih petominutnih vrednosti meteoroloških veličina tokom 2012. takođe je moguće načiniti svođenje na polusatne vrednosti, uključujući i temperaturu okoline. Za svaki dan ponaosob, iz svih 48 polusatnih (ili direktno iz originalnih, petominutnih) vrednosti temperature okoline, izračunavamo srednju dnevnu temperaturu. Zatim grupišemo dijagrame opterećenja prema vrednosti ove veličine, i to u njenim diskretnim koracima od 1 ili najviše 2 °C. Efekat termičke inercije zgradâ ovoga puta zanemarujemo. Od grupisanih profila opterećenja sačinjavamo po jedan, uprosečeni, za svaku konkretnu vrednost spoljašnje temperature (ili njen opseg). Iz

takvog dijagrama očitavamo maksimalnu dnevnu vrednost snage opterećenja, a može se lako sračunati i ukupno utrošena električna energija tokom tog, posmatranog, dana.

Na opisani način moguće je uspostaviti sledeće korelacije: srednja dnevna temperatura-vršna dnevna električna snaga; i srednja dnevna temperatura-srednja vrednost potrošnje električne energije. Ova prva zavisnost je unekoliko značajnija za određivanje kapaciteta upravljivog opterećenja. Za letnji period, jasno je da razlika u dijagramima opterećenja usled različitih vrednosti spoljašnje temperature, nastaje kao posledica većeg ili manjeg korišćenja klima-uređaja. Kada se za ceo posmatrani vremenski period taj, varijabilni deo opterećenja ekstrahuje iz dijagrama opterećenja, dobiće se profili opterećenja kakvi bi se imali da uopšte nema klima-uređaja. Od ovakvih profila opterećenja treba oduzeti snage proizvodnje iz PV panela u realnom vremenu. Ostatak je neophodno nadomestiti nekim relevantnim programom za upravljanje opterećenjem tj. ovde – klima uređajima.

VII.2.2.2 Rezultati utvrđivanja specifičnog rashladnog kapaciteta prostorija

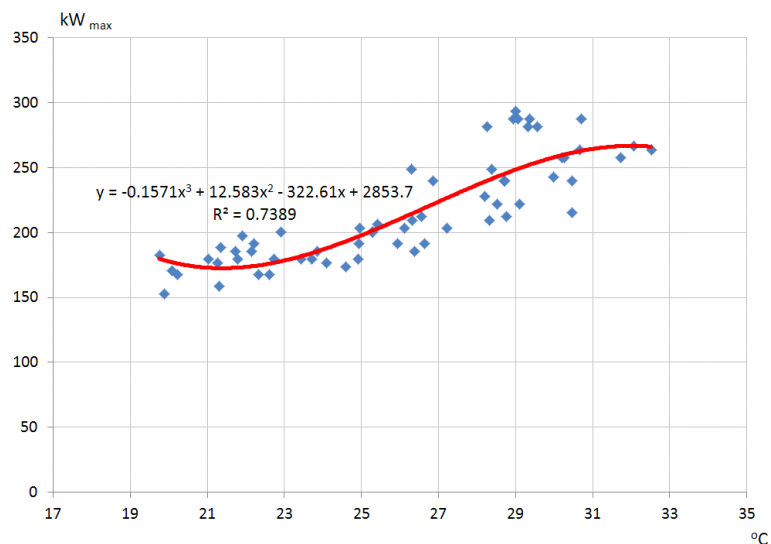
Prethodno opisano modelovanje uticaja spoljašnje temperature vazduha na porast snage potrošnje u odabranom konzumnom području (TS V-1091) kao rezultat daje specifični rashladni kapacitet prostorija u njemu. On se nadalje može iskoristiti pri modelovanju i proračunima vezanim za DSM/DR program.

Iz petominutnih vrednosti temperature vazduha [VII.9] sračunate su njihove polusatne vrednosti (radi kompatibilnosti sa ostalim podacima koji se koriste), kao i vrednosti srednje dnevne temperature, θ_{sr}^a , s obzirom na dokazani njen prvenstveni uticaj na vrednost dnevnog vršnog opterećenja, P_{md} . Iz [VII.6] je na ranije već opisani način sračunato 15-minutno opterećenje konzuma V-1091, a sada i ukupna dnevna potrošnja električne energije, W_d , za svaki dan u julu i avgustu 2012. Potom je detektovano koji se dani u posmatrana dva vršna letnja meseca grupišu u koji od intervala srednje dnevne temperature, opsega 2 °C. Ovi opsezi se kreću od (19÷21) °C do (31÷33) °C. Takođe, uvidom u hronološke dijagrame opterećenja ćelije 10 kV DNV26, utvrđeno je da tokom jula i avgusta vršni deo dijagrama pada u period od 11 do 18 h. Stoga je za svaki od tih perioda utvrđena i električna energija utrošena tokom njega. Zbirni rezultati su prikazani u Tabeli VII.1.

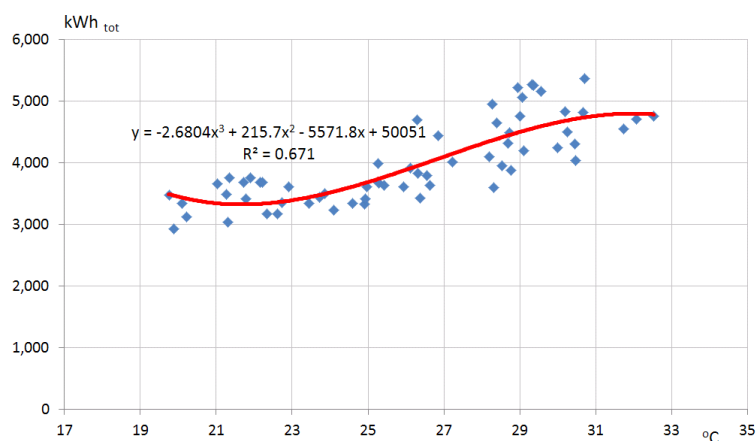
Kada se sve tačne vrednosti srednjih dnevnih temperatura upare sa proračunatim vršnim opterećenjem V-1091, njenim dnevnim potrošnjama i potrošnjama tokom dnevnih vršnih perioda, dobijaju se odgovarajuće zavisnosti ilustrovane na slikama VII.8 do VII.10. Na svakoj od njih, dobijeni „oblak“ podataka može se aproksimirati jednom S-krivom, tipičnom za termičku inerciju zgrada i način korišćenja klima-uređaja. Naime, za niže letnje temperature, porast električne snage usled uključivanja klima je najpre blag. U središnjem opsegu porasta srednje dnevne temperature, klime se intenzivnije uključuju, S-kriva postaje strma, a zavisnost $P_{md} = f(\theta_{sr}^a)$ postaje linearna. Za najtoplije dane, sve klime bivaju uključene, i dalji rast θ_{sr}^a ne dovodi više do porasta P_{md} .

Tabela VII.1 Srednje dnevne temperature, vršna opterećenja izvodne ćelije 10 kV DNV26 i proporcionalna vršna opterećenja TS V-1091, vrednosti ukupne dnevne i vršne dnevne potrošnje u julu i avgustu 2012.

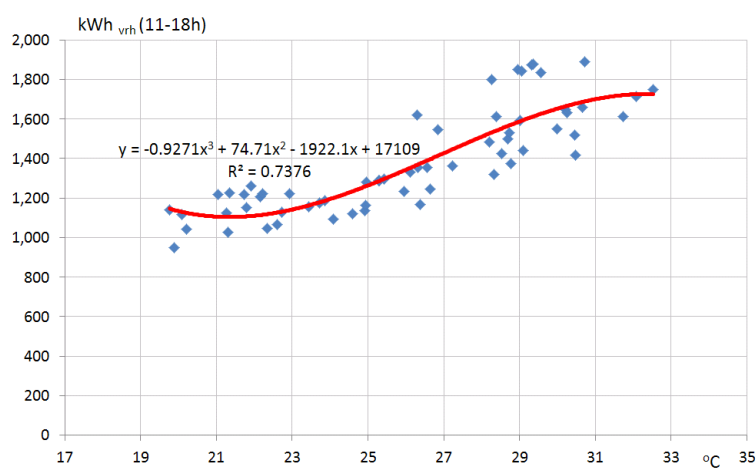
DATUM	Sred.dnev. temp.	Interval sr.dn.tem.	Izvod 10 kV DNV26		TS 10/0,4 kV reg br. V-1091			
	°C	°C	Max P (kW)	W _{uk} (kWh)	Max P _{V1091} (kW)	W _{uk} ^{V1091} (kWh)	Max P _{V1091} ^{vrh} (kW)	W _{uk} ^{V1091} ^{vrh} (kWh)
1.7.2012	30.66	29-31	1,448.0	26,462.1	263.5	4,815.5	263.5	1,661.8
2.7.2012	29.35	29-31	1,579.6	28,872.7	287.5	5,254.2	287.5	1,878.9
3.7.2012	28.26	27-29	1,546.7	27,194.3	281.5	4,948.8	281.5	1,800.3
4.7.2012	29.01	29-31	1,612.5	26,108.4	293.4	4,751.2	293.4	1,595.2
5.7.2012	29.56	29-31	1,546.7	28,350.2	281.5	5,159.1	281.5	1,834.0
6.7.2012	29.05	29-31	1,579.6	27,831.9	287.5	5,064.8	287.5	1,843.0
7.7.2012	28.39	27-29	1,365.7	25,516.0	248.5	4,643.4	248.5	1,612.4
8.7.2012	30.20	29-31	1,415.0	26,552.6	257.5	4,832.0	257.5	1,649.8
9.7.2012	30.71	29-31	1,579.6	29,481.5	287.5	5,365.0	287.5	1,890.9
10.7.2012	28.94	27-29	1,579.6	28,683.4	287.5	5,219.8	287.5	1,851.2
11.7.2012	29.32	29-31	1,546.7	28,926.1	281.5	5,263.9	281.5	1,873.7
12.7.2012	26.30	25-27	1,365.7	25,783.4	248.5	4,692.0	248.5	1,622.2
13.7.2012	26.85	25-27	1,316.3	24,401.3	239.5	4,440.5	239.5	1,545.8
14.7.2012	28.73	27-29	1,316.3	24,676.9	239.5	4,490.7	239.5	1,531.6
15.7.2012	25.27	25-27	1,102.4	21,933.2	200.6	3,991.4	200.6	1,289.0
16.7.2012	21.34	21-23	1,036.6	20,674.5	188.6	3,762.3	188.6	1,226.2
17.7.2012	21.03	21-23	987.2	20,143.8	179.7	3,665.7	179.7	1,217.2
18.7.2012	22.15	21-23	1,020.1	20,230.2	185.6	3,681.5	185.6	1,208.9
19.7.2012	26.11	25-27	1,118.9	21,534.2	203.6	3,918.8	203.6	1,330.2
20.7.2012	29.10	29-31	1,217.6	23,031.5	221.6	4,191.2	221.6	1,443.2
21.7.2012	27.22	27-29	1,118.9	22,060.7	203.6	4,014.6	200.6	1,362.4
22.7.2012	21.26	21-23	970.8	19,205.9	176.7	3,495.1	173.7	1,125.8
23.7.2012	22.22	21-23	1,053.1	20,259.0	191.6	3,686.7	191.6	1,222.4
24.7.2012	21.73	21-23	1,020.1	20,222.0	185.6	3,680.0	185.6	1,217.9
25.7.2012	21.90	21-23	1,086.0	20,666.2	197.6	3,760.8	197.6	1,260.6
26.7.2012	22.92	21-23	1,102.4	19,847.6	200.6	3,611.8	200.6	1,221.7
27.7.2012	23.44	23-25	987.2	18,370.9	179.7	3,343.1	179.7	1,155.0
28.7.2012	26.38	25-27	1,020.1	18,811.0	185.6	3,423.2	185.6	1,167.0
29.7.2012	28.32	27-29	1,151.8	19,802.4	209.6	3,603.6	209.6	1,319.7
30.7.2012	23.71	23-25	987.2	18,881.0	179.7	3,435.9	179.7	1,175.3
31.7.2012	24.96	23-25	1,118.9	19,827.1	203.6	3,608.1	203.6	1,280.1
1.8.2012	25.42	25-27	1,135.3	19,995.7	206.6	3,638.8	206.6	1,298.0
2.8.2012	26.55	25-27	1,168.2	20,830.8	212.6	3,790.8	212.6	1,354.2
3.8.2012	28.20	27-29	1,250.5	22,517.3	227.6	4,097.7	227.6	1,483.7
4.8.2012	28.76	27-29	1,168.2	21,316.2	212.6	3,879.1	212.6	1,376.6
5.8.2012	30.46	29-31	1,184.7	22,192.3	215.6	4,038.5	215.6	1,416.3
6.8.2012	32.52	31-33	1,448.0	26,120.7	263.5	4,753.4	263.5	1,751.7
7.8.2012	28.69	27-29	1,316.3	23,697.9	239.5	4,312.5	239.5	1,500.9
8.8.2012	26.31	25-27	1,151.8	21,052.9	209.6	3,831.2	209.6	1,354.2
9.8.2012	25.29	25-27	1,102.4	20,152.0	200.6	3,667.2	200.6	1,288.3
10.8.2012	22.73	21-23	987.2	18,403.8	179.7	3,349.1	179.7	1,127.3
11.8.2012	21.31	21-23	872.1	16,721.4	158.7	3,042.9	158.7	1,027.8
12.8.2012	19.89	19-21	839.2	16,108.5	152.7	2,931.4	152.7	950.7
13.8.2012	20.22	19-21	921.4	17,178.0	167.7	3,126.0	167.7	1,045.0
14.8.2012	22.33	21-23	921.4	17,457.7	167.7	3,176.9	167.7	1,048.0
15.8.2012	22.61	21-23	921.4	17,412.4	167.7	3,168.7	167.7	1,067.5
16.8.2012	24.91	23-25	987.2	18,329.8	179.7	3,335.6	179.7	1,136.3
17.8.2012	24.93	23-25	1,053.1	18,761.7	191.6	3,414.2	191.6	1,165.5
18.8.2012	24.60	23-25	954.3	18,338.0	173.7	3,337.1	173.7	1,122.1
19.8.2012	24.09	23-25	970.8	17,741.5	176.7	3,228.6	173.7	1,093.7
20.8.2012	25.94	25-27	1,053.1	19,851.8	191.6	3,612.6	191.6	1,233.6
21.8.2012	28.52	27-29	1,217.6	21,723.4	221.6	3,953.2	221.6	1,426.8
22.8.2012	29.99	29-31	1,332.8	23,331.8	242.5	4,245.9	242.5	1,549.5
23.8.2012	30.25	29-31	1,415.0	24,713.9	257.5	4,497.4	257.5	1,633.4
24.8.2012	32.07	31-33	1,464.4	25,845.1	266.5	4,703.3	266.5	1,715.7
25.8.2012	31.72	31-33	1,415.0	24,977.2	257.5	4,545.3	257.5	1,614.7
26.8.2012	30.46	29-31	1,316.3	23,669.1	239.5	4,307.3	239.5	1,519.6
27.8.2012	19.76	19-21	1,003.7	19,123.7	182.7	3,480.1	182.7	1,142.3
28.8.2012	20.09	19-21	937.9	18,399.7	170.7	3,348.4	170.7	1,119.1
29.8.2012	21.78	21-23	987.2	18,761.7	179.7	3,414.2	179.7	1,154.3
30.8.2012	23.86	23-25	1,020.1	19,226.5	185.6	3,498.8	185.6	1,188.0
31.8.2012	26.64	25-27	1,053.1	19,975.2	191.6	3,635.1	191.6	1,247.1



Slika VII.8 Zavisnost proračunate dnevne vršne snage TS V-1091 od srednje dnevne temperature



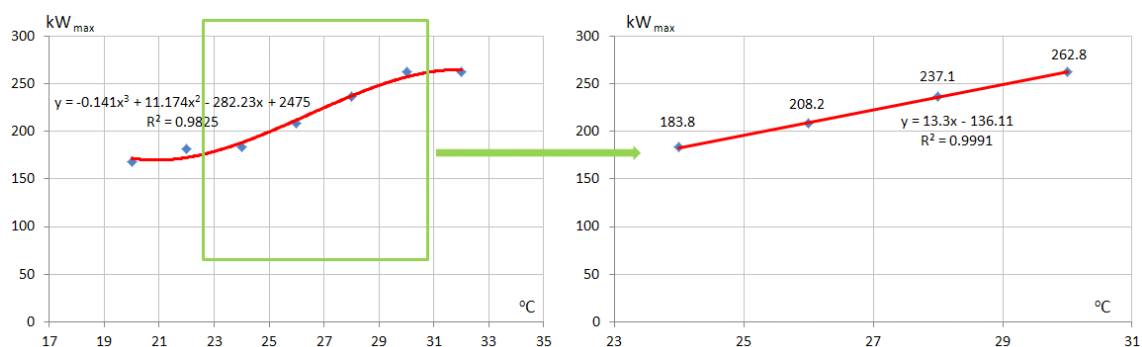
Slika VII.9 Zavisnost dnevne potrošnje konzuma TS V-1091 od srednje dnevne temperature



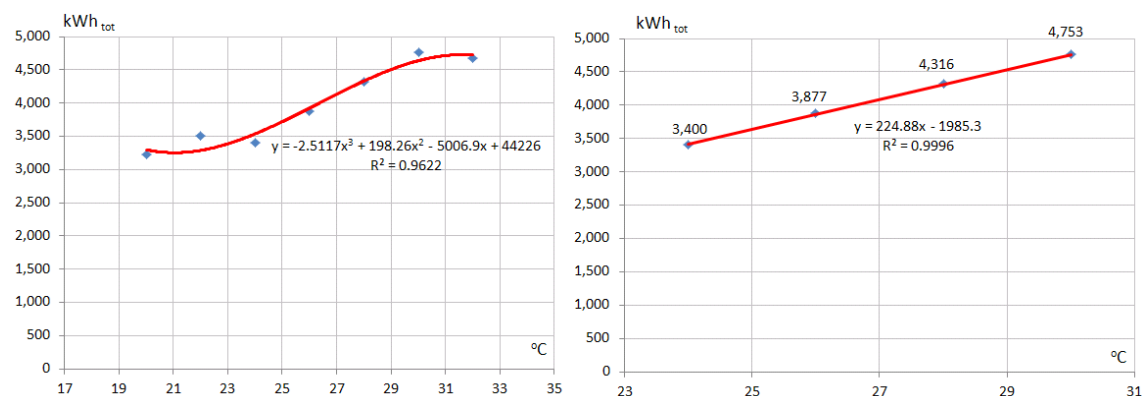
Slika VII.10 Zavisnost vršne potrošnje konzuma TS V-1091 od srednje dnevne temperature

Analogno snazi, slično razmatranje važi i za utrošenu električnu energiju. S-krive su ovde predstavljene polinomima trećeg reda, čije formule su naznačene na samim slikama VII.8 do VII.10, kao i stepen (R^2) fitovanja (tj. sa kolikom preciznošću S-kriva aproksimira „oblak“ podataka).

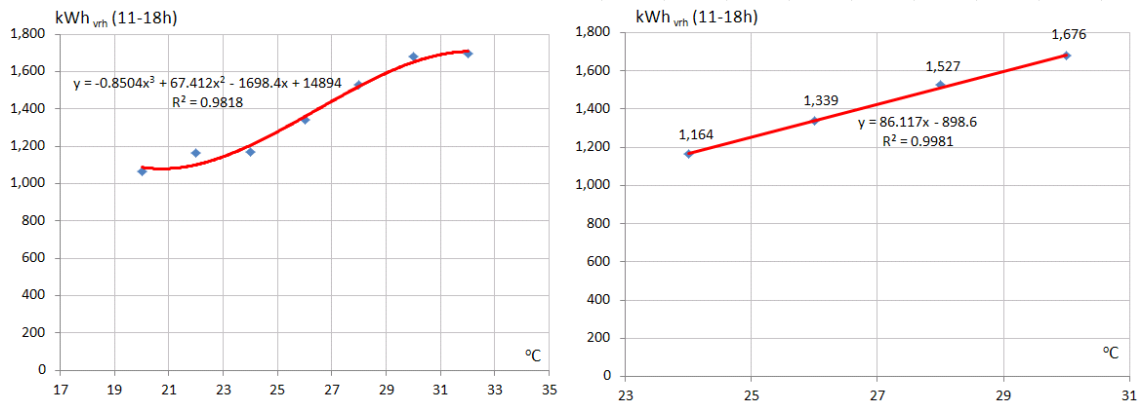
U narednom koraku, sve razmatrane vrednosti iz svakog pojedinačnog opsega srednje dnevne temperature (od $(19\div 21)$ °C do $(31\div 33)$ °C, v. sl. VII.8 do VII.10), uprosečene su. Time se dobijaju vrednosti i zavisnosti prikazane na slikama VII.11 do VII.13, levo. Vidimo da se stepen podudarnosti S-krive sa ovim vrednostima značajno uvećao. U konačnom koraku, posmatramo samo središnji deo tih S-krivih, i vršimo njegovu linearizaciju. Ona je prikazana na slikama VII.11 do VII.13, desno. Vidimo da je stepen podudarnosti aproksimirane prave sa uprosečenim vrednostima najveći (preko 99%). Nagib $k^L_{Pm\theta}$ prave $P_{md} = f(\theta_{sr}^a) = P_{m0} + k^L_{Pm} \cdot \theta_{sr}$, koji iznosi $13,3 \text{ kW/}^\circ\text{C}$, predstavlja specifični kapacitet klima-uređaja za DSM/DR i biće korišćen za dalje proračune.



Slika VII.11 Zavisnost dnevne vršne snage TS V-1091 od intervala srednje dnevne temperature



Slika VII.12 Zavisnost dnevne potrošnje konzuma TS V-1091 od intervala srednje dnevne temperature



Slika VII.13 Zavisnost vršne potrošnje konzuma TS V-1091 od intervala srednje dnevne temperature

VII.2.2.3 Modelovanje DSM programa u odabranom području

Za potrebe simulacije kombinovanog dejstva sa V-RES, modelovan je sledeći DSM program: kontrolna merna grupa AMR sistema na NN tabli u TS čiji su potrošači podvedeni pod ovaj sistem naprednog merenja, podešena je da uzorkuje polusatne vrednosti opterećenja transformatora 10/0,4 kV. Ukoliko ono padne ispod cca 10% njegove naznačene snage (u kVA), putem PLC se ka potrošačima šalje signal za dodatno uključanje njihovih trošila koja su, uz odgovarajuće podsticije (npr. 15% niža cena kWh, prema važećoj regulativi) podređena nekom DSM programu i tehničkom podsistemu elektrodistribucije. Pretpostavimo da se ovaj signal uključivanja šalje i u slučaju da između prethodnog (30 minuta ranije) i trenutnog merenja snage potrošnje TS, razlika bude veća od nekog unapred zadatog iznosa. Kod potrošača mogu biti implementirani npr. Wireless uređaji za stohastičko uključivanje/isključivanje akumulacionih bojlera ili dinamički modelovani termostati, koji će dati komandu za pojačan rad klima-uređaja. Nadalje ćemo razmotriti dve varijante DSM programa;

1. varijanta DSM programa: konstantna vrednost dodatno uključenog opterećenja

Neka u oba slučaja (akumulacionih bojlera i klima-uređaja), dodatno uključeno opterećenje ima takođe unapred zadatu vrednost. U poslednjem (30.) minutu pred naredno polusatno merenje, šalje se signal za isključenje dodatno uključenih trošila, za slučaj da ih njihovi termostati već nisu automatski isključili. Potom se, pri narednom merenju snage, čitav ciklus ponavlja (ukoliko su opet zadovoljeni kriterijumi za uključivanje).

U slučaju TS V-1091 i njenih potrošača, ovakav model ilustrovan je ovde pomoću sledećih vrednosti:

- minimalno dozvoljena zbirna snaga opterećenja oba transformatora: 103 kW;
- kritična vrednost gradijenta smanjenja snage između dva polusatna merenja: 75 kW (tj. 150 kW/h);
- dodatno opterećenje koje se može uključiti DSM programom: 50 kW.

2. varijanta DSM programa: promenljiva vrednost dodatno uključenog opterećenja

Ovu varijantu razmotrićemo samo za klima uređaje, i to isključivo u periodu njihovog najintenzivnijeg korišćenja (juli i avgust).

S obzirom na činjenicu da temperatura prostorija može da se menja za $\pm 2^\circ\text{C}$, a da komfor korisnika ne bude osetnije narušen, u prethodnoj analizi specifičnoga kapaciteta, $k_{Pm\theta}^L$, odabrani su intervali od po 2°C . Uz zanemarivanje efekta toplotne inercije zgradâ, prilikom pada opterećenja TS V-1091 ispod ranije postavljenog nivoa (103 kW) ili sa gradijentom većim od $75\text{ kW}/30'$, smatraćemo da modelovani DSM program, putem PLC i Wireless daje komandu za pojačan rad klima-uređaja. U tom slučaju, njihovi dinamički modelovani termostati funkcionišu na sledeći način:

- ukoliko se sabiranjem razlike snage potrošnje V-1091 i snage proizvodnje iz PV panela sa proizvodom $13,3\text{ kW}/^\circ\text{C}$ i 2°C dobija zbir veći od 103 kW, onda se termostat isključuje nakon sniženja temperature od najviše dozvoljenih 2°C . Pritom se snaga potrošnje uvećava za 103 kW;
- ukoliko je gore navedeni zbir manji, snaga potrošnje se uvećava upravo za njegov iznos.

Pritom, ukoliko je nova vrednost snage potrošnje (sa dodatno uključenim klima-uređajima, AC) i dalje manja od snage proizvodnje iz PV-panela, onda to znači da je sigurno ostvareno sniženje temperature od 2°C . Ukoliko to, pak, nije slučaj, temperatura prostorija je snižena za vrednost koja se dobija kada se razlika snage potrošnje sa dodatnim angažovanjem klima-uređajima i snage potrošnje bez njega, podeli sa vrednošću specifičnoga kapaciteta klima-uređaja, $k_{Pm\theta}^L = 13,3\text{ kW}/^\circ\text{C}$.

Svi napred navedeni uslovi mogu se predstaviti pomoću sledećih izraza:

$$\Delta P = P_{dem} - P_{gPV} + k_{Pm\theta}^L \cdot |\Delta\theta_{max}| > 0.1 \cdot P_{inst}^{PT} \Rightarrow \Delta P_{dem} = 0.1 \cdot P_{inst}^{PT} ; \Delta\theta_r = -2^\circ\text{C} \quad (7.1)$$

$$\Delta P = P_{dem} - P_{gPV} + k_{Pm\theta}^L \cdot |\Delta\theta_{max}| < 0.1 \cdot P_{inst}^{PT} \Rightarrow \quad (7.2)$$

$$\Rightarrow \Delta P_{dem} = \Delta P ; |\Delta\theta_r| = \frac{P_{dem}^{AC+} - P_{dem} + P_{gPV}}{k_{Pm\theta}^L} < 2^\circ\text{C}$$

gde su:

P_{opt} – prvobitna, zabeležena snaga potrošnje (opterećenje) TS V-1091, pri uobičajenom angažovanju klima-uređaja (AC) za date vremenske uslove,

P_{opt}^{AC+} – proračunato opterećenje TS V-1091, pri pojačanom angažovanju klima uređaja (AC+),

P_{prPV} – moguća snaga proizvodnje iz fotonaponskih (PV) panela,

$k_{Pm\theta}^L$ – nagib linearizovane funkcije dnevnog vršnog opterećenja u zavisnosti od srednje dnevne temperature: $P_{md} = f(\theta_{sr}^a)$,

$|\Delta\theta_{max}|$ – dozvoljeni opseg dodatne promene sobne temperature (ovde: 2°C),

ΔP – proračunati zbir razlike između P_{opt} i P_{prPV} i proizvoda nagiba $k_{Pm\theta}^L$ i opsega $|\Delta\theta_{max}|$,

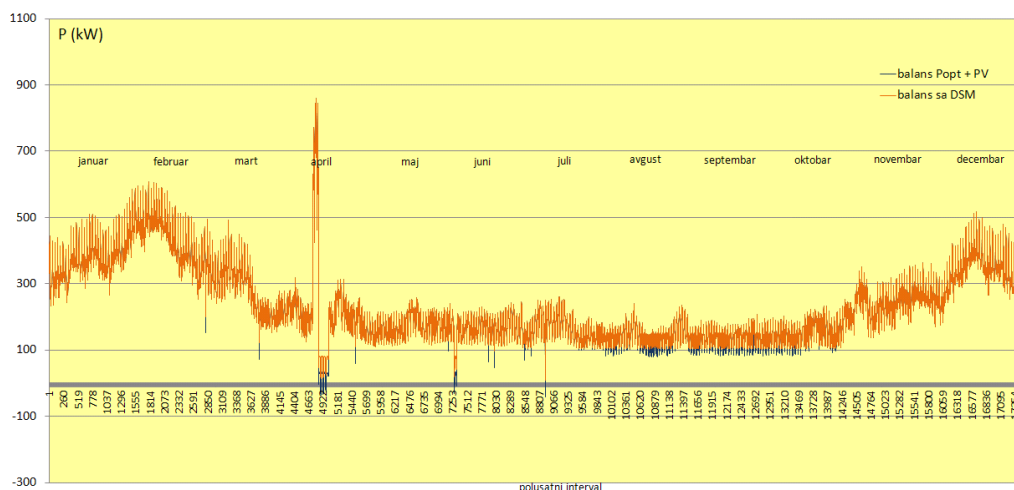
P_{inst}^{ET} – instalisana (naznačena) snaga energetskih transformatora u TS SN/NN reg.br. V-1091,

ΔP_{opt} – proračunati porast opterećenja koji se očekuje u realnosti,

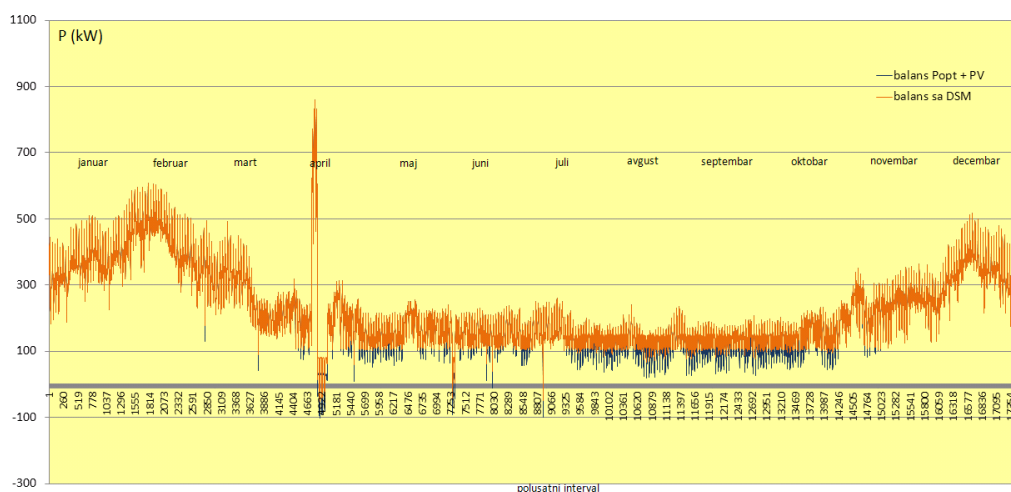
$\Delta\theta_r$ – proračunata promena sobne temeperature, koja se očekuje u realnosti.

VII.2.2.4 Simulacija primene DSM programa u kombinaciji sa V-RES

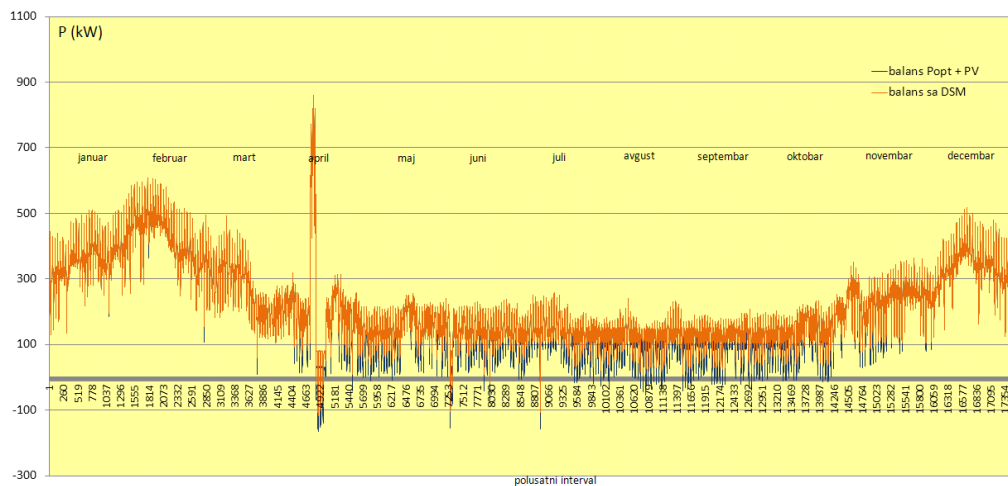
Rezultati proračuna za obe varijante DMS programa, ilustrovani su na sledećim slikama. Slike VII.14 do VII.18 prikazuju koliko bi se korišćenjem opisanog „fiksno“ DSM modela promenili donji grafici sa slika VII.3 do VII.7, dobijeni pomoću V-RES balansiranih profila opterećenja V-1091. (Razlika je naznačena tamnom bojom – takve oscilacije bi se imale bez prisustva DSM programa.) Vidimo da se varijacije potrošnje i strmine opterećenja smanjuju, kao i broj i dužina perioda u kojima postoji injektiranje energije u 10 kV mrežu, obrnutom transformacijom.



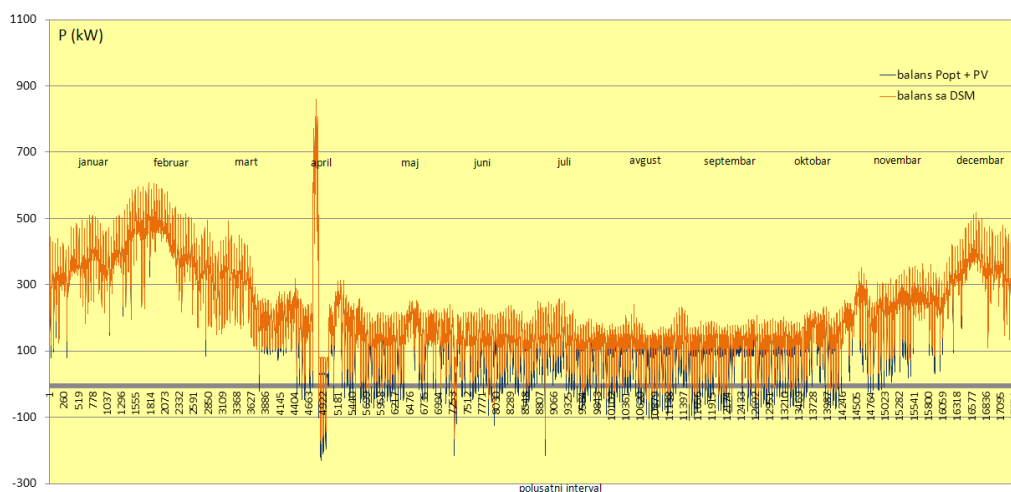
Slika VII.14 Smanjenje varijacija opterećenja kombinovanom primenom varijante 1 DSM programa i 300 PV panela



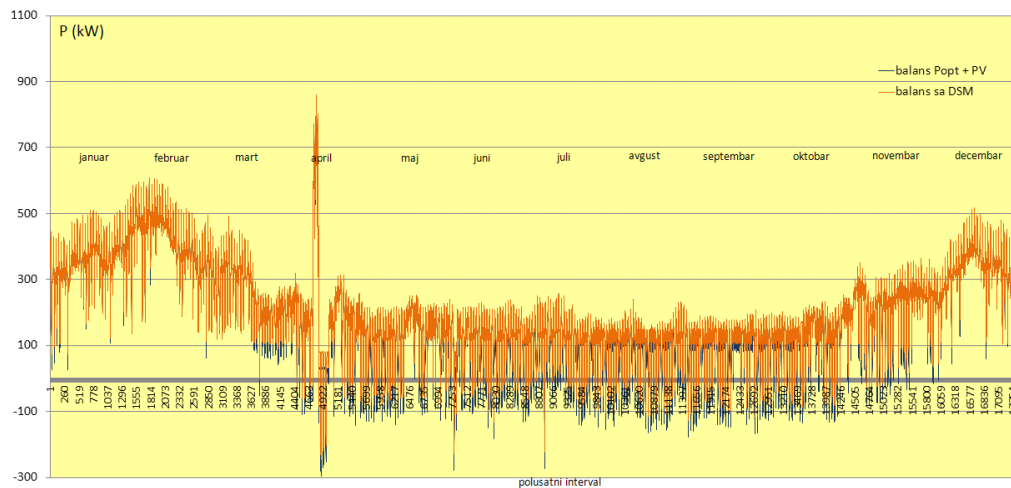
Slika VII.15 Smanjenje varijacija opterećenja kombinovanom primenom varijante 1 DSM programa i 600 PV panela



Slika VII.16 Smanjenje varijacija opterećenja kombinovanom primenom varijante 1 DSM programa i 900 PV panela



Slika VII.17 Smanjenje varijacija opterećenja kombinovanom primenom varijante 1 DSM programa i 1200 PV panela



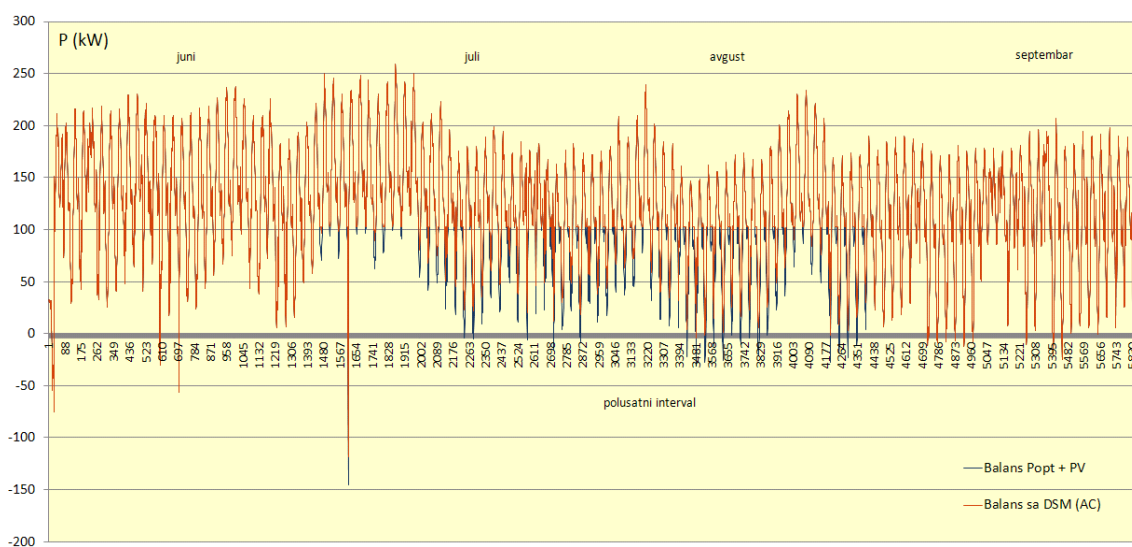
Slika VII.18 Smanjenje varijacija opterećenja kombinovanom primenom varijante 1 DSM programa i 1500 PV panela

Rezultati proračuna za varijantu 2 „fleksibinog“ DSM prikazani su na sledećim slikama.

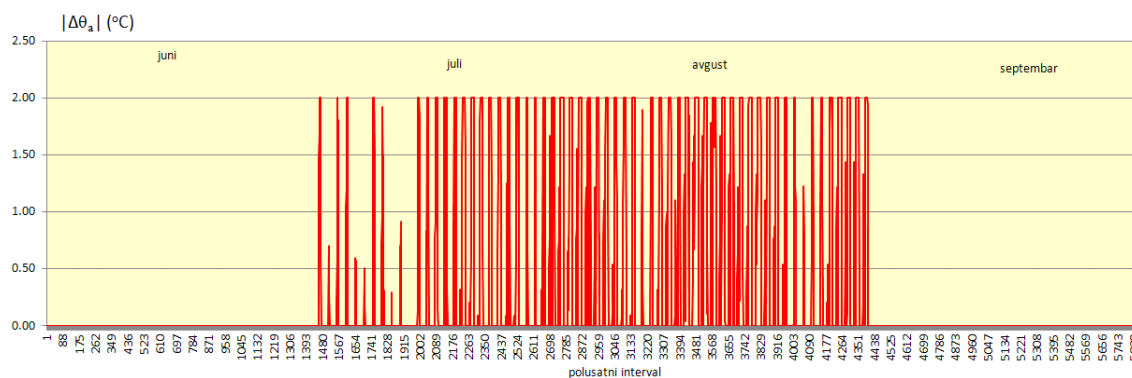
Na slici VII.19 prikazan je slučaj kada imamo 840 panela po 250 W, i kada je tokom jula i avgusta aktivirana ovde opisana varijanta 2 programa DSM. Vidimo da samo u nekoliko kratkih vremenskih intervala dolazi do povratnog toka energije iz TS V-1091 ka napojnoj 10 kV mreži.

Intervalima povećanja snage ($P_{opt}^{AC+} - P_{opt} + P_{prPV}$) sa slike VII.19, koji su na njoj uočljivi na osnovu tamno plavo prikazanih prethodnih, manjih, vrednosti snagâ, odgovaraju dodatna sniženja temperatura prostorijâ prikazana na slici VII.20.

Broj panela od 840 je izabran za prikaz, jer sa daljim povećanjem broja panela ovako modelovan DSM program nije u stanju da spreči inverzni tok energije od konzuma TS V-1091 ka distributivnoj 10 kV mreži.



Slika VII.19 Izmena balansirane snage V-1091+840 PV usled primene varijante 2 modela DSM



Slika VII.20 Sniženja temperatura prostorijâ usled dodatnog angažovanja klima uređaja, po varijanti 2 modela DSM (odgovarajuća slučaju sa slike VII.19)

VII.3 Smanjenje gubitaka

VII.3.1 Smanjenje gubitaka usled instaliranja i rada PV panela

Sa slika VII.3 do VII.7 uočljivo generalno smanjenje opterećenja TS V-1091, koje bi se javilo instaliranjem većeg broja PV-panela na njenom konzumnom području, dovelo bi i do smanjenja gubitaka na napojnom 10 kV vodu ove TS 10/0,4 kV. Aktivni gubici energije (Džulovi gubici) na jednom vodu otpornosti R , izazvani naizmeničnom strujom $i(t)$, tokom perioda T , dati su sledećom relacijom:

$$W_{gub} = 3R \int_0^T i^2(t) dt \quad , \quad (7.3)$$

U (7.3), faktor $3R$ se može posmatrati kao karakteristika elementa mreže (u ovom slučaju – srednjenaponskog voda), a faktor pod integralom, koji je karakteristika pogona tog elementa mreže, predstavlja takozvani termički impuls, [VII.4].

Ukoliko imamo na raspolaganju n diskretnih merenja I_k struje opterećenja $i(t)$, sa vremenskom rezolucijom Δt , tokom perioda:

$$T = n \cdot \Delta t \quad , \quad (7.4)$$

onda će (7.3) biti svedena na:

$$W_{gub} = 3R \cdot \sum_{k=1}^n I_k^2 \cdot \Delta t \quad . \quad (7.5)$$

Smanjenje gubitaka u istom vremenskom periodu T , zbog smanjenja vrednosti struje opterećenja sa vrednosti I_k na I_j , gde su: $k, j = 1, 2, \dots, n$; može se izračunati kao:

$$\Delta W_{gub} = 3R \cdot \sum_{j=1}^n I_j^2 \cdot \Delta t - 3R \cdot \sum_{k=1}^n I_k^2 \cdot \Delta t = 3R \cdot \left(\sum_{j=1}^n I_j^2 - \sum_{k=1}^n I_k^2 \right) \cdot \Delta t \quad . \quad (7.6)$$

Relativno, procentualno smanjenje gubitaka iznosi:

$$\Delta w_{gub}(\%) = 100 \cdot \frac{3R \cdot \left(\sum_{j=1}^n I_j^2 - \sum_{k=1}^n I_k^2 \right) \cdot \Delta t}{3R \cdot \sum_{k=1}^n I_k^2 \cdot \Delta t} = 100 \cdot \frac{\sum_{j=1}^n I_j^2 - \sum_{k=1}^n I_k^2}{\sum_{k=1}^n I_k^2} \quad . \quad (7.7)$$

S obzirom da se vrednosti I_j i I_k posmatraju u istim trenucima: $j, k = 1, 2, \dots, n$; razlika aktivnih gubitaka u nekom vremenskom intervalu Δt_i , gde je takođe: $i = 1, 2, \dots, n$; može se definisati kao:

$$\Delta W_{gub}^i = 3R \cdot (I_j^2 - I_k^2) \cdot \Delta t_i \quad . \quad (7.8)$$

Relativna, procentualna vrednost razlike gubitaka u tom periodu je:

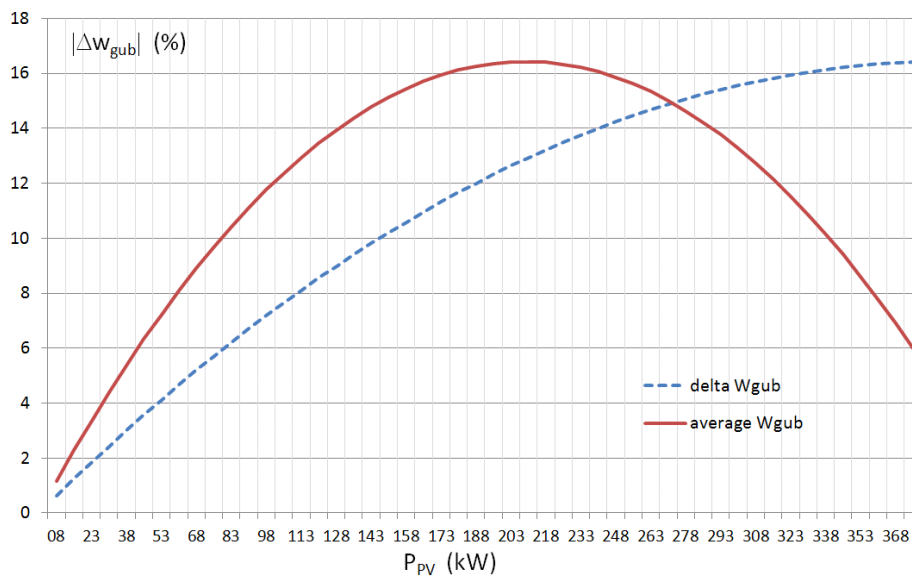
$$\Delta w_{gub}^i (\%) = 100 \cdot \frac{3R \cdot (I_j^2 - I_k^2) \cdot \Delta t_i}{3R \cdot I_k^2 \cdot \Delta t_i} = 100 \cdot \frac{I_j^2 - I_k^2}{I_k^2} \quad (7.9)$$

Prosečna vrednost procentualne razlike gubitaka tokom celog posmatranog perioda $T = n \cdot \Delta t$, biće:

$$\Delta w_{gub}^{sr} (\%) = \frac{100}{n} \cdot \sum_{j,k=1}^n \frac{I_j^2 - I_k^2}{I_k^2} \quad (7.10)$$

Kada imamo raspoložive podatke o snagama, struje I_j i I_k računamo na osnovu usvojenih prosečnih godišnjih vrednosti napona (10 kV) i faktora snage (0,95).

Za slučajeve ugradnje od 30 do 1500 PV-panela na konzumnom području TS V-1091 rezultati proračuna relativnog, prema (7.7), i prosečnog (7.10) smanjenja aktivnih gubitaka na napojnom vodu 10 kV dati su grafički, na slici VII.21.



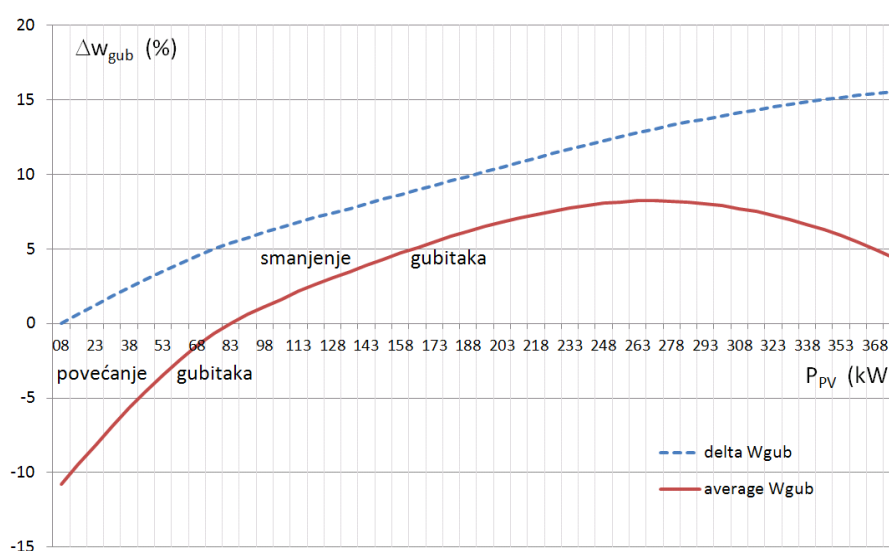
Slika VII.21 Relativno i prosečno smanjenje aktivnih gubitaka na napojnom vodu 10 kV za TS 10/0,4 kV V-1091 u zavisnosti od snage PV-panela instaliranih na njenom konzumnom području

Maksimum krive prosečnog smanjenja aktivnih gubitaka ima se za 840 PV-panela tj. 210 kW ukupno instalisane njihove snage. Za tu vrednost, i dalje postoje delovi balansirane hronološke krive opterećenja koji su sa manjim, kao i oni koji su sa većim oscilacijama od prvobitne krive opterećenja V-1091. Takođe, osim pomenutih perioda havarijskih režima i planiranih rasterećenja, neznatan je broj i trajanje ostalih perioda sa obrnutom transformacijom u V-1091 i injektiranjem energije u 10 kV mrežu. Stoga možemo da zaključimo da upravo ova tačka definiše najveći broj PV panela koje je moguće priključiti na odabranom konzumnom području, bez kombinovanja sa kompatibilnim DSM/DR programima.

VII.3.2 Smanjenje gubitaka u slučaju kombinovanog rada PV panela i programa DSM/DR

Slika VII.22 prikazuje relativno i prosečno smanjenje gubitaka aktivne energije u navedenom slučaju opterećenja V-1091 sa pretpostavljenim V-RES + DSM modelom iz varijante 1 („fiksni“ DSM), zavisno od broja tj. snage instalisanih PV panela.

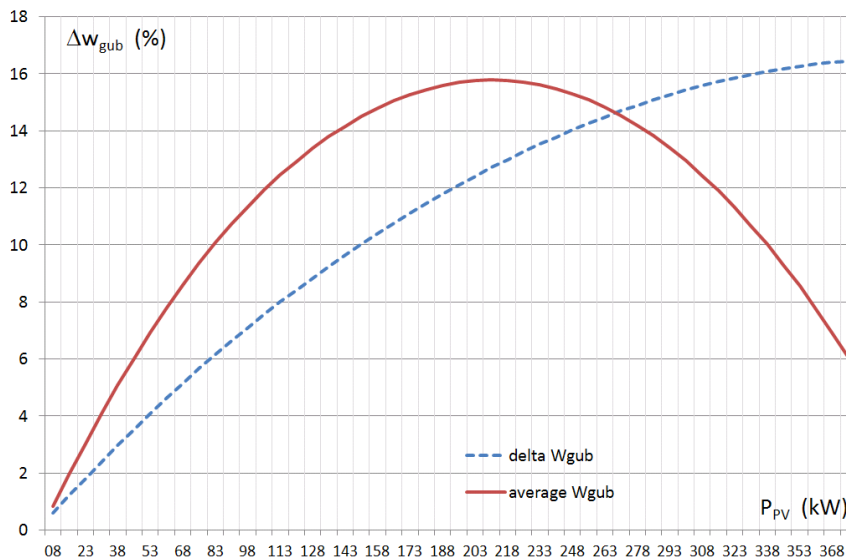
Vidimo da je efekat smanjenja gubitaka ne samo manji nego u slučaju isključivog korišćenja V-RES (što je i bilo očekivano, s obzirom da se za taj slučaj prosečna vrednost struje opterećenja više smanjila), nego da za manji broj PV panela dolazi i do povećanja gubitaka u odnosu na sada postojeće stanje, tj. na slučaj kada nema ni V-RES ni DSM.



Slika VII.22 Relativno i prosečno smanjenje aktivnih gubitaka na napojnom vodu 10 kV za TS 10/0,4 kV V-1091 u zavisnosti od snage PV-panela, uz primenu varijante 1 DSM modela

Traženo smanjenje gubitaka u slučaju „fleksibilnog“ DSM (varijanta 2), u zavisnosti od broja instaliranih PV-panela, prikazano je na slici VII.23. Vidimo da se smanjenje gubitaka vraća na nivo koji bi bio postignut isključivom integracijom V-RES u postojeću mrežu, bez DSM. I za ovaj slučaj se ima optimalan broj PV panela od 840.

Dakle, možemo zaključiti da se minimizacija gubitaka u nekoj, posmatranoj mreži može koristiti kao objektivna funkcija pri određivanju optimalnog broja PV-panela za priključenje na tu mrežu.



Slika VII.23 Smanjenje gubitaka kod varijante 2 („fleksibilnog“) DSM, zavisno od broja instaliranih PV-panela

VII.4 Zaključci Poglavlja VII

U ovom poglavlju su, na primeru konzumnog područja jedne konkretne TS 10/0,4 kV u Beogradu, simulirani rad jedne fotonaponske (PV) mikro-elektrane i balansiranje snage njene proizvodnje sa realnim opterećenjem ove TS, samostalno i u kombinaciji sa posebno modelovanim DSM, u dve podvarijante. Prva varijanta DSM programa je podrazumevala uključivanje fiksnog iznosa dodatnog opterećenja, kadgod se za to ispune postavljeni uslovi, i to tokom cele godine. Druga varijanta DSM, pak, podrazumevala je fleksibilnije, dodatno korišćenje samo klima-uređaja, i to tokom dva najtoplija letnja meseca. Mikro-elektrana je simulirana agregacijom PV-panela krajnjih korisnika distributivnog sistema, instaliranih na krovovima njihovih zgrada. Broj PV-panela je takođe variran, kako bi se analizirao njegov uticaj na balansiranje opterećenja i smanjenje gubitaka snage u distributivnoj mreži. Najvažniji postignuti rezultati ovih simulacija i analiza su sledeći:

- Instaliranjem i pogonom umerenog broja jedinica obnovljivih izvora jako promenljive karakteristike proizvodnje (V-RES) – instalisane snage do 30% godišnje srednje vrednosti opterećenja posmatranog konzumnog područja – stvarni profili balansiranog opterećenja imali bi značajno manje oscilacije od prvobitno, realno zabeleženog, profila opterećenja, bez V-RES. Daljim porastom broja V-RES jedinica, tokom nekih perioda u godini, oscilacije krive balansiranog opterećenja imaće nešto veće, a tokom drugih perioda, manje oscilacije od prvobitne krive opterećenja. Veći obim primene V-RES (instalisane snage preko 70% godišnje

srednje vrednosti opterećenja), međutim, donosi znatno uvećane oscilacije i strmine u rezultujućem dijagramu balansiranih opterećenja.

- Instaliranje i pogon RES jedinica snažno fluktuirajućih snaga proizvodnje na niskonaponskoj strani, mogu da dovedu do pojave obrnute transformacije u stanicama SN/NN i do povratnog injektiranja električne energije u srednjenaponsku mrežu. Ova pojava bi bila veoma izražena tokom leta, u slučaju šire primene PV-panela. Posledično, javili bi se potencijalno značajni problemi sa veoma usloženim tokovima snaga, sa podešavanjem relejne zaštite itd. Da bi se sprečilo nastupanje ovakvih perioda ili makar smanjilo po broju i trajanju, svrsishodno je primeniti neki DSM/DR program.
- Pri pogonu V-RES, dolazi do smanjenja gubitaka aktivne snage u mreži, ali relativna vrednost ovog smanjenja dostiže jedan maksimum i potom, sa daljim povećanjem broja V-RES jedinica, opada. Stoga se za svaki pojedinačni slučaj mora da odredi optimalan broj V-RES jedinica. Kao optimizacioni kriterijum može se koristiti upravo minimum gubitaka u mreži.
- Pri kombinovanom pogonu V-RES sa DSM modelom sa fiksnom dodatnom snagom opterećenja, smanjenje gubitaka aktivne snage je manjeg obima nego u prethodnom slučaju, bez DSM. Za manji broj instaliranih PV-panela, dolazi čak do porasta iznosa gubitaka, u poređenju sa prvobitnim stanjem, bez V-RES i bez DSM.
- Pri kombinovanom pogonu V-RES sa sofisticiranijim, fleksibilnim DSM modelom, postignuto smanjenje gubitaka aktivne snage bilo bi istog reda veličine kao u slučaju angažovanja samo V-RES.

VIII PREDLOG DINAMIKE REALIZACIJE DSM/DR PROJEKTA ZA CELOKUPNO KONZUMNO PODRUČJE EDB I SIMULACIJA NJEGOVOG UTICAJA NA RAST VRŠNOG OPTEREĆENJA

VIII.1 Predlog dinamike realizacije DSM/DR projekta

Ovde ćemo izneti predlog dinamike realizacije i širenja DSM/DR projekta opisanog u potpoglavlju VI.2, predviđenog za implementaciju na celokupnom konzumnom području EDB. 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 uslovâ njenog korišćenja (tarifnih stavova i vremena njihovog nastupanja i trajanja). Dakle, pretpostavićemo da se trenutni kapaciteti za DSM/DR, sračunati predloženim metodologijama u prethodnim poglavljima, neće menjati do planskog horizonta. Ovakva pretpostavka je opravdana, jer u vreme rada na ovoj disertaciji dalje promene cena električne energije i metodologije za njihovo utvrđivanje nisu bile sagledive.

Drugo, u ovom poglavlju, u kome ćemo razmotriti efekte predloženog modela DSM na celom konzumnom području isporučioaca električne energije (ovde: EDB), nećemo razmatrati prisustvo i uticaj njene proizvodnje iz intermitentnih obnovljivih izvora.

Predlaže se realizacija projekta DSM/DR u dve faze.

VIII.1.1 Prva faza realizacije DSM/DR projekta

U prvoj fazi, tokom dve do najviše tri godine, realizovali bi se programi A i B iz poglavlja VI.2 – 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 pomerenim vremenima nastupanja promenâ dnevnih tarifnih stavova, za dva sata. Pritom bi se, tokom svake od tri godine, ovaj 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 pomeren za najviše dva sata, s tim da niža tarifa mora da nastupi između 22 h i ponoći. Drugi razlog je rezultat istraživanja prikazanog u [VIII.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 prognozirano 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. pomerenom vreme nastupanja nižeg dnevnog tarifnog stava.

VIII.1.2 Druga faza realizacije DSM/DR projekta

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, 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 za DSM/DR tokom zimskog perioda (oko 240 MW, kako je to sračunato u potpoglavlju V.2.1.1), 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, ΔP_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.

VIII.1.3 Matematička predstava modelovane dinamike realizacije projekta

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 prognozirane vršne godišnje snage konzuma EDB. Ona je sračunata kao srednja vrednost maksimalne i minimalne vršne godišnje snage, prognozirane za okolnosti bez primene DSM/DR mera i distribuirane proizvodnje iz V-RES, a prema metodologiji lančanoga koeficijenta, opisanoj u [VIII.2]. Ona se, dakle, računa kao:

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 0}^{progn} + P_{\min 0}^{progn}), \quad (8.1)$$

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:

$$P_{rez1} = 0,978 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 1}^{progn} + P_{\min 1}^{progn}) , \quad (8.2)$$

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

$$P_{rez2} = 0,956 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 2}^{progn} + P_{\min 2}^{progn}) , \quad (8.3)$$

$$P_{rez3} = 0,934 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 3}^{progn} + P_{\min 3}^{progn}) - \Delta P_3^{TA}; \quad \Delta P_3^{TA} = 5 \text{ MW} , \quad (8.4)$$

$$P_{rez4} = 0,934 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 4}^{progn} + P_{\min 4}^{progn}) - \sum_{i=3}^4 \Delta P_i^{TA}; \quad \sum_{i=3}^4 \Delta P_i^{TA} = 20 \text{ MW} , \quad (8.5)$$

$$P_{rez5} = 0,934 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 5}^{progn} + P_{\min 5}^{progn}) - \sum_{i=3}^5 \Delta P_i^{TA}; \quad \sum_{i=3}^5 \Delta P_i^{TA} = 40 \text{ MW} , \quad (8.6)$$

$$P_{rez6} = 0,934 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 6}^{progn} + P_{\min 6}^{progn}) - \sum_{i=3}^6 \Delta P_i^{TA}; \quad \sum_{i=3}^6 \Delta P_i^{TA} = 60 \text{ MW} , \quad (8.7)$$

$$P_{rez7} = 0,934 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 7}^{progn} + P_{\min 7}^{progn}) - \sum_{i=3}^7 \Delta P_i^{TA}; \quad \sum_{i=3}^7 \Delta P_i^{TA} = 90 \text{ MW} , \quad (8.8)$$

$$P_{rez8} = 0,934 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 8}^{progn} + P_{\min 8}^{progn}) - \sum_{i=3}^8 \Delta P_i^{TA}; \quad \sum_{i=3}^8 \Delta P_i^{TA} = 120 \text{ MW} , \quad (8.9)$$

gde su ΔP_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:

$$P_8 - P_{rez8} = 0,066 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 8}^{progn} + P_{\min 8}^{progn}) + 120 < \sum P_{TA} . \quad (8.10)$$

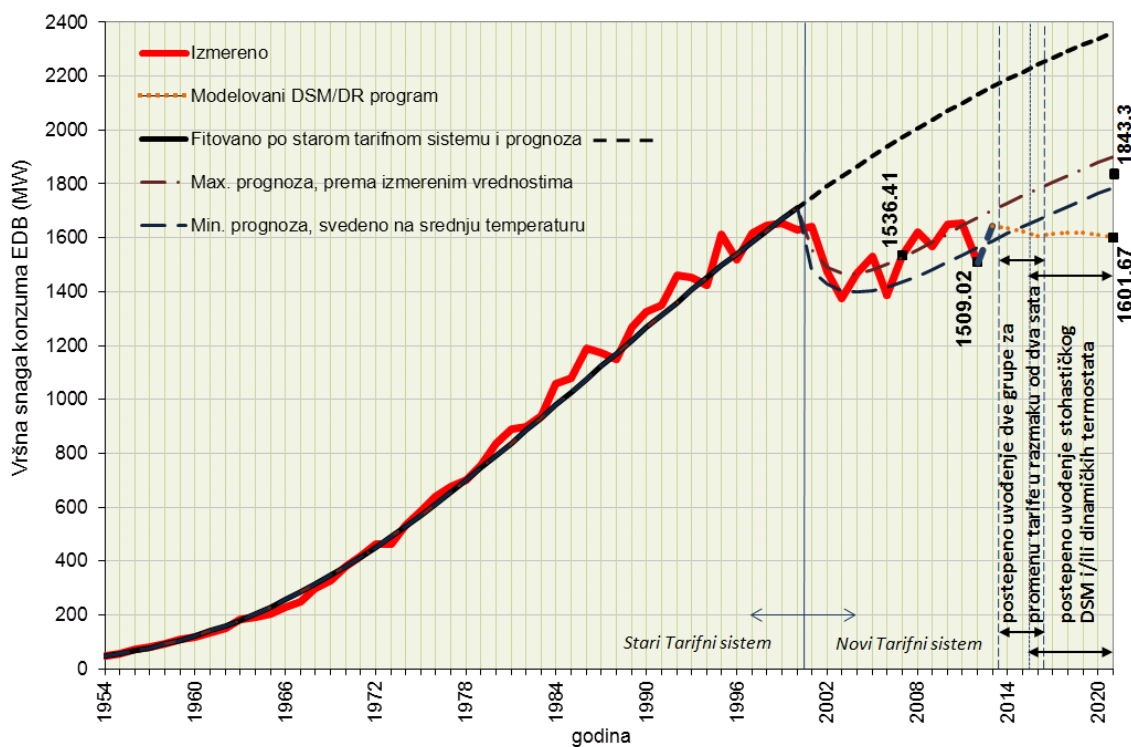
VIII.2 Rezultati simulacije uticaja primene DSM/DR projekta na godišnju vršnu snagu konzuma EDB

VIII.2.1 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 [VIII.2]), ostvarilo bi se smanjenje od 241,66 MW. Ono je praktično jednako punom kapacitetu termo-akumulacionih uređaja za DSM/DR, ΣP_{TA} .

Na osnovu prognostičkih podataka $P_{\max i}$ i $P_{\min i}$ iz [VIII.2], ilustrovanih ovde na slici VIII.1, i primenom (8.1) do (8.9), 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 VIII.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 P_{min} . One su dobijene modelovanjem detaljno opisanim u [VIII.2] i u narednom Poglavlju. 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 VIII.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, rađene za dijagrame konzuma EDB bez direktnih potrošača na 110 kV (što važi i za sliku VIII.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 slike VIII.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.

VIII.2.2 Tehno-ekonomski rezultati simulacije primene DSM/DR projekta

Moguće smanjenje godišnje vršne snage u poslednjoj godini uvođenja i širenja predloženog DSM/DR projekta, od oko 240 MW, 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 VIII.1.

Tabela VIII.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
Ukupno, C_{sum}:	-	-	145.831,1

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:

$$C_{god} = \frac{C_{sum}}{N_{god}} \quad (8.11)$$

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

$$C_{sad} = C_{god} \frac{(1+r)^{N_{god}} - 1}{(1+r)^{N_{god}} \cdot r} = \frac{\left[(1+r)^{N_{god}} - 1 \right] \cdot C_{sum}}{(1+r)^{N_{god}} \cdot r \cdot N_{god}}, \quad (8.12)$$

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

Prema (8.12), 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.

IX PREDLOZI METODA ZA PROGNOZIRANJE VRŠNE SNAGE NAKON NJENOG ZNAČAJNIJEG I TRAJNIJEG SMANJENJA

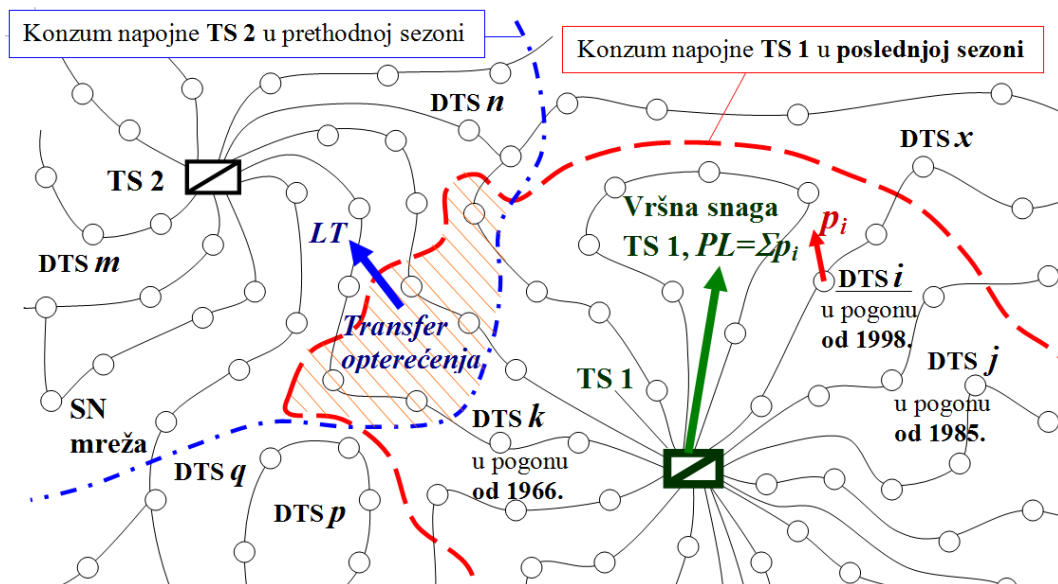
Simulacija efekata pretpostavljene dinamike širenja DSM/DR programa, predloženog u Poglavlju VIII, pokazuje da bi došlo, najpre do smanjenja godišnjeg vršnog opterećenja, a potom do stagnacije njegovog rasta (v. sl. VIII.1). U tim okolnostima, klasične i najčešće korišćene, ekstrapolacione metode za izradu prognozâ, praktično postaju neprimenjive. U Srbiji, pak, postoji izvesno iskustvo sa naglim i trajnijim smanjenjem vršne snage, usled radikalne promene Tarifnog sistema, što je takođe ilustrovano grafikom sa slike VIII.1. Na njoj su prikazani i rezultati primene jedne alternativne metode prognoze, predložene u [IX.1]. U međuvremenu ostvarena opterećenja potvrdila su njenu utemeljenost i tačnost. Stoga bi se i pad vršnog opterećenja usled eventualne primene DSM/DR programa mogao da modeluje, a dalji trend kretanja vrednosti godišnje vršne snage mogao prognozirati alternativnim metodama iz [IX.1]. No, najpre ćemo dati pregled načina izrade prognozâ i problema koji se pritom mogu da jave.

IX.1 Problematika prognoziranja vršne snage

Izrada prognoza vršne električne snage predstavlja prvi i najvažniji korak u svakom postupku planiranja elektroenergetske mreže. Precenjena dugoročna prognoza može da izazove neopravdani porast investicionih troškova prilikom gradnje novih, a nepotrebnih, transformatorskih stanica i vodova. Nasuprot tome, potcenjena vrednost budućeg opterećenja, može da dovede do nesigurnog i nepouzdanog rada elektroenergetskog sistema, sa povećanim brojem ispadâ i dužim vremenima trajanja kvarova. Stoga je potrebno koristiti što precizniju metodu prognoziranja vršne električne snage. Kod dugoročnog planiranja, prognostičke metode se svrstavaju u dve glavne kategorije: ekonometrijske i ekstrapolacione metode. Ove potonje, zasnovane na fitovanju (podešavanju) prema godišnjem vršnom opterećenju u prošlosti, još uvek predstavljaju najpopularniji i najšire korišćeni vid izrade prognoza [IX.2], [IX.3], [IX.4], [IX.5]. Za utvrđivanje trenda vršne snage koristi se istorijski period od nekoliko godina; npr. šest ili sedam godina preporučuje se u [IX.3], odnosno [IX.4].

IX.1.1 Problem transfera opterećenja

Inženjeri u planiranju mreže, za izradu prognoza uglavnom koriste pristup orijentisan prema opremi, [IX.6], kao prvi korak u bilo kojoj planskoj analizi ili studiji. Ukoliko koriste statističke, ekstrapolacione metode, može da nastupi sledeći problem: vrednosti godišnjeg vršnog opterećenja nekog određenog elementa mreže (npr. transformatorske stanice), mogu imati velike devijacije tokom istorije opterećivanja. Ove oscilacije podataka uglavnom su izazvane uklopničarskim akcijama na mreži, s obzirom da se na njoj opterećenja rutinski pomeraju. Naime, usled operativnih promena topologije mreže, tj. pomeranjem trenutnih granica napajanja duž poveznih vodova između transformatorskih stanica (TS), dolazi do pojave tzv. transfera opterećenja sa jedne napojne TS na drugu (v. sliku IX.1).



TS – napojna transformatorska stanica VN (ili SN) / SN, npr. 110/10 kV

DTS – distributivna TS SN / NN, npr. 20/0,4 kV ili 10/0,4 kV

PL – vršna snaga napojne TS, u (MW) ili (MVA)

p_i – jednovremeno vršno opterećenje napojene DTS i ($i=1,2,\dots,k$), u (MW) ili (MVA)

LT – transfer opterećenja između dve TS, u (MW) ili (MVA)

Slika IX.1 Pomeranje granica napajanja na povezanim vodovima SN i posledični transfer opterećenja između dve TS VN/SN, posmatrano u dve uzastopne zimske sezone; /izvor: slika 1 iz [IX.1]/

Iz tog razloga, prognostičke metode zasnovane na ekstrapolaciji istorijskih vrednosti, daće kao rezultat fitovane krive na koje se nepovoljno odražava uticaj ovih transfera opterećenja, [IX.4], [IX.7]. Izmena topologije mreže, dakle, narušava validnost podataka za prognozu, umanjujući njenu preciznost. Naime, podaci iz istorije opterećivanja neke TS, koji se koriste za utvrđivanje trenda rasta njenog godišnjeg vršnog opterećenja, međusobno su najčešće nekorespondentni, jer se konzumno područje te TS menja iz godine u godinu (v. sliku IX.1). Ovaj problem može biti veoma značajan, posebno kod elektrodistributivnih organizacija koje nemaju dovršen sistem daljinskog upravljanja (SDU) na celom svom konzumnom području.

Kako bi se ovaj problem rešio ili barem ublažio, razvijeno je nekoliko pristupa [IX.4], [IX.7]. Oni se uglavnom zasnivaju na preračunavanju podataka o transferima opterećenja, korišćenjem veoma komplikovanih procedura i metoda. Alternativno rešenje predstavlja izbor drugačijeg pristupa – klasifikacija tipova potrošnje (rezidencijalni, komercijalni, industrijski itd.) i istraživanje njihovih različitih faktora uticaja na vrednost vršne snage, kao što su:

- meteorološki parametri [IX.5], [IX.6], [IX.8], [IX.9], [IX.10],
- bruto društveni proizvod (BDP),
- stanovništvo,

- BDP per capita, [IX.6], [IX.11],
- gubici u sistemu, faktor snage i cena električne energije [IX.11],
- prodaja električne energije prema klasifikaciji potrošača, broju članova domaćinstva, rezidencijalna prodaja po jednom domaćinstvu, prosečna godišnja potrošnja električne energije po jednom potrošaču [IX.12],
- indeks rasta vršne snage grupe domaćinstava, [IX.13], itd.

U svakom slučaju, potrebni su istorijski podaci o svim ovim veličinama i parametrima, kako bi se oni analizirali i prognozirali. Takođe su razvijene različite metode zasnovane na proučavanju krajnjeg korišćenja energije, ekonometrije i statističkog modelovanja, [IX.5]. Blaga prednost pri korišćenju genetičkih algoritama (GA) nad tzv. filterom najmanje apsolutne vrednosti (engl. *least absolute value filter*, skr. LAV) i tehnikama najmanjeg kvadrata odstupanja (engl. *least error squares techniques*, skr. LES) prikazana je u [IX.14]. Algoritmi LAV i LES imaju sličnu tačnost, [IX.11], [IX.14]. Koristeći takođe vremenski horizont, dakle – vremenski zavisani model, LES daje manje tačne prognoze od LAV, [IX.11]. Najbolji rezultati su postignuti primenom tzv. analize vremenskih serija (engl. *time-series analysis*, skr. TSA), [IX.11]. Ovaj metod uzima u obzir efekat koji opterećenja u prethodnoj godini imaju na opterećenja u godini koja se posmatra.

IX.1.2 Problem naglog, značajnog i trajnijeg smanjenja vršne snage

Osim opisanog pomeranja i variranja vrednosti opterećenja, dodatni problem za izradu prognoza primenom ekstrapolacionih metoda nastaje ukoliko vrednosti vršne snage pretrpe naglo i osetnije smanjenje, koje može da potraje tokom nekoliko godina u nizu. Razlozi za ovakvu pojavu mogu biti različiti:

- gasifikacija većih područja,
- uvođenje sistema daljinskog (centralnog) grejanja,
- organizovano instaliranje solarnih sistema za zagrevanje vode ili slični projekti energetske efikasnosti,
- priključenje malih elektrana, obnovljivih izvora ili instaliranje autonomnih sistema napajanja;
- osetniji porast cene električne energije i druge, radikalne promene tarifnog sistema za obračun utrošene električne energije.

Uzrok ove pojave, nažalost, mogu biti čak i tragične redukcije potrošnje, usled prirodnih katastrofa (zemljotresa, cunamija, tornada i sl.) ili ratova.

Naravno, i primena ovde razmatranih programa i projekata DSM i DR može i treba da dovede do osetnijeg i trajnijeg smanjenja vrednosti vršnog električnog opterećenja. To će, dakle, inženjerima u oblasti planiranja elektrodistributivne mreže takođe otvoriti problem izrade preciznih, relevantnih prognoza, naročito u slučaju primene uobičajenih, ekstrapolacionih metoda.

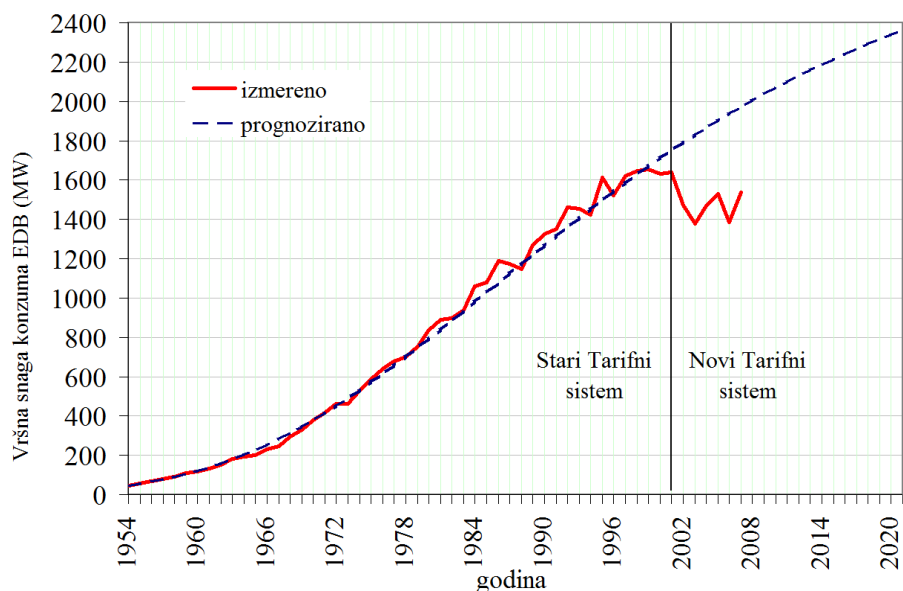
Ovo trajnije smanjenje vrednosti vršne snage odraziće se kako na lokalni nivo, na manja konzumna područja u kojima se planira primena pilot-programâ DSM/DR, tako i na integralno konzumno područje isporučioaca električne energije (jedne lokalne elektrodistribucije), naročito u fazi širenja njihove implementacije (pokazano u Poglavlju VIII). Dakle, i u slučaju realizacije DSM/DR programa, istorijski trend vršne snage postaće negativan. Posledično, klasične ekstrapolacione metode prognoziranja vršne snage kao rezultat bi dale opadajuće krive opterećenja, u budućnosti. To, međutim, ne mora, niti će biti slučaj u realnosti. Stoga javni isporučioци električne energije moraju koristiti drugačiji pristup pri dugoročnom prognoziranju vršne snage, koji obuhvata modelovanje i predviđanje uticaja ovakvih “poremećaja” (kao što su gasifikacija [IX.12], toplifikacija, projekti energetske efikasnosti ili DSM/DR).

IX.1.3 Planerska iskustva u Srbiji na izradi relevantnih dugoročnih prognoza opterećenja

Na sreću, u Srbiji već postoji stanovito iskustvo sa efektom naglog, osetnog i trajnijeg smanjenja vrednosti godišnje vršne snage. Ono je nastalo kao posledica stupanja na snagu radikalno izmenjenog, restriktivnog Tarifnog sistema za obračun utrošene električne energije, iz aprila 2001. Njegov cilj je bila relaksacija elektroenergetskog sistema Srbije, u koji se tokom dve prethodne decenije nije ulagalo (zbog ekonomskih sankcija i ratova devedesetih). Na koji način je izmena Tarifnog sistema uticala na kretanje godišnje vršne snage u Beogradu, u prvih nekoliko zimskih (kritičnih) sezona, prikazano je na slici IX.2.

Do 2001. godišnja vršna snaga konzuma EDB prognozirana je ekstrapolacijom linearnog trenda rasta zabeleženog u prethodnih deset godina. Slika IX.2, međutim, pokazuje opadajući trend posle 2002, koji je ovakvu, uobičajenu praksu prognoziranja učinio disfunkcionalnom.

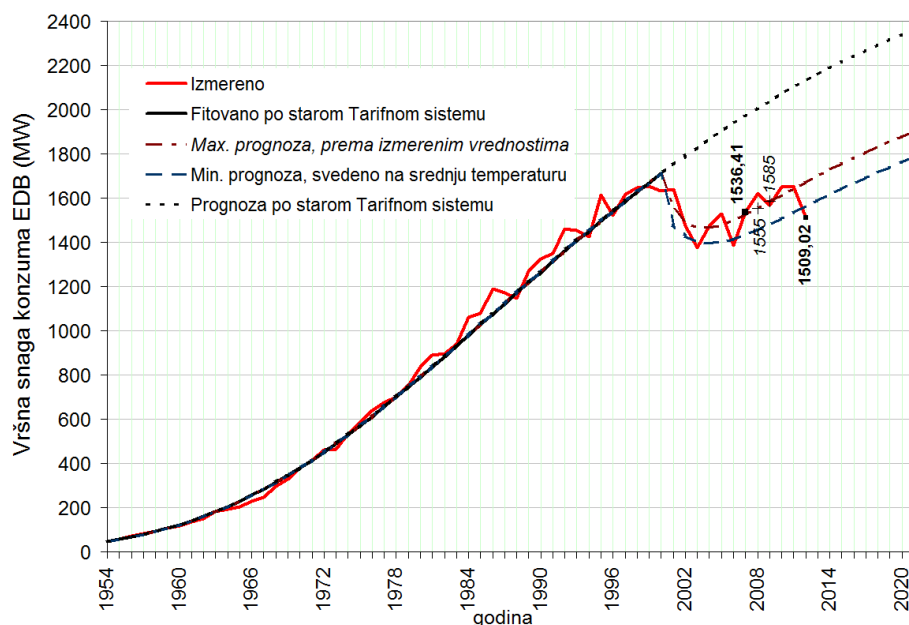
Rešavanje ovog problema za dugoročno prognoziranje vršne snage zaokupilo je pažnju planera u EDB i rezultovalo predlozima alternativnih prognostičkih metoda, opisanih u [IX.1], [IX.15], [IX.16] i [IX.17]. U [IX.1] su predstavljene tri alternativne metode prognoziranja vršne snage, osmišljene i razvijene u cilju otklanjanja, izbegavanja ili umanjivanja napred opisanih problema. Ove metode su u [IX.1] ilustrovane nekim, realnim primerima. Za ulazne podatke su korišćene istorijske vrednosti vršnog opterećenja, uključujući i prvih nekoliko smanjenih usled primene novog Tarifnog sistema iz 2001. Ove metode mogu biti primenjene i u slučaju bilo kog drugog – naglog i intenzivnog – uticaja koji može dovesti do smanjenja vrednosti vršne snage, bilo lokalno, u nekom ograničenom području, bilo na konzumnom područje jedne cele elektrodistribucije. Stoga su metode predložene u [IX.1] primenjive i u slučaju implementacije programâ i projekata DSM/DR.



Slika IX.2 Rast godišnje vršne snage na konzumnom području EDB, od 1950. do 2007. Godina podrazumeva zimsku sezonu, npr. 2002 = 2002/03; /izvor: slika 2 iz [IX.1]/

U [IX.1] je načinjen pokušaj da se uticaj izmenjenog Tarifnog sistema (evidentan na slici IX.2) modeluje uz pretežno korišćenje statističkih metoda, sličnih onima koje su ranije pominjane, u navedenoj literaturi. Međutim, intencija je bila da se smanji broj neophodnih ulaznih podataka, u najvećoj mogućoj meri. Cilj je bilo kreiranje praktičnih, ali i dovoljno preciznih metoda, pogodnih za rešavanje napred izloženih problema. Da se u tome uspelo, pokazuje činjenica da se vršno opterećenje konzuma EDB (bez direktnih potrošača na VN koji su u međuvremenu dodeljeni EDB-u), registrovano od publikovanja i primene metoda iz [IX.1], kretalo upravo oko opsega maksimalne i minimalne prognoze, dobijenog po drugoj po redu metodi predloženoj u [IX.1]. Ove vrednosti su prikazane na slici IX.3 (v. i sl. VIII.1). Veća oscilovanja tj. odstupanja registrovanih vrednosti vršne snage od prognoziranih, posledica su ili izuzetno oštrog zima (kada ostvarene vrednosti premašuju maksimalnu prognozu), ili netipično blagih (kada ne dostižu minimalnu, kao što je to bio slučaj u zimu 2012/13.). U svakom slučaju, srednja vrednost ostvarenih opterećenja leži u opsegu između maksimalne i minimalne prognoze, što jasno potvrđuje validnost predložene alternativne metodologije izrade prognoze vršne snage.

Najniža, isprekidana kriva na desnoj strani slike IX.3 predstavlja minimalnu prognozu, dobijenu na osnovu vrednosti normalizovanih na prosečnu vrednost ($-6,38^{\circ}\text{C}$) srednje dnevne temperature danâ u kojima su registrovana vršna godišnja opterećenja. Prognoza na bazi izmerenih, nepreračunatih vrednosti vršne snage data je srednjom krivom i predstavlja gornju granicu prognoze u okolnostima izmenjenog Tarifnog sistema. Najviša kriva (neprekinuta, levo, i tačkasta, desno) označava prognozu modelovanu tzv. lančanim indeksom i podacima pre nastupanja smanjenja vršne snage, bez dodatnog modelovanja novonastalih uslova. Ova kriva ilustruje kakav bi rast snage bio da do „poremećaja“ iz 2001. nije došlo.



Slika IX.3 Prognoza godišnjeg vršnog opterećenja integralnog konzumnog područja EDB do 2021. i ostvarena vršna opterećenja, bez direktnih potrošača, do zimske sezone 2012/13.

/izvori: slika 9 iz [IX.1] i godišnji izveštaji o opterećenju elemenata DEES EDB/

Prve dve metode predložene u [IX.1] podesne su za primenu u širim zonama, pa i za integralna konzumna područja velikih gradova. Prva metoda je zasnovana na pristupu sličnom onima iz [IX.2], [IX.5], [IX.6], [IX.8], [IX.9], [IX.10] i [IX.11], samo što je proširena modelovanjem efekata koji su nastali kao posledica novih uslova. Pokazano je da ovi modeli mogu biti unapređeni ukoliko se izvrši prethodna normalizacija (svođenje na srednju dnevnu temperaturu) istorijskih podataka o opterećenjima, što takođe predstavlja uobičajenu proceduru, [IX.5], [IX.6], [IX.10], [IX.12], [IX.18], [IX.19]. Drugom metodom iz [IX.1] vršna snaga se u periodu pre svog značajnog smanjenja modeluje pomoću lančanog indeksa. On uzima u obzir efekte prethodne vrednosti godišnjeg vršnog opterećenja, na način sličan onom iz [IX.11].

Rezultati primene ovih metoda prikazani su u Dodatku A [IX.1], a u Dodatku B – uštede, postignute zahvaljujući ovom, korektnom prognoziranju opterećenja i – posledično – odgovarajućem planiranju mreže. Pokazano je, naime, da će zbog 2001. izmenjenog Tarifnog sistema, ranije zabeležena vrednost godišnjeg vršnog opterećenja biti dosegnuta tek kroz nekih 13-14 godina. Za toliko su odložene investicije u kapitalne objekte, što na nivou EDB predstavlja uštedu od nekih 137 miliona evra, [IX.1]. Zaključak je da je više nego potrebno i korisno, planiranje mreže prilagođavati novim uslovima redukovanih vrednosti godišnje vršne snage. Ovo važi bez obzira na uzrok tog smanjenja, pa se odnosi i na buduće programe DSM/DR koje bi valjalo primenjivati.

Treći metod iz [IX.1] je koristan prvenstveno za lokalna razmatranja, jer je uglavnom orijentisan prema opremi (tj. konzumnim područjima izvoda, TS i sl.). Njegovom

primenom se rešavaju oba, prethodno opisana, prognostička problema: i transferi opterećenja i trajnije smanjenje vrednosti godišnje vršne snage. To ovu metodu čini savršenim kandidatom za primenu u pojedinačnim, eksperimentalnim područjima u kojima bi bili implementirani programi i projekti DSM/DR. Zbog toga će ova metoda biti podrobnije objašnjena i u nastavku ovoga rada. Ona se, inače, zasniva na simulaciji novonastalih uslova u prošlosti, pa predstavlja i jedan vid regresione analize. U Dodatku C [IX.1] je predložena i objašnjena i jedna nova prognostička funkcija, vezana za ovaj metod, koja takođe uvažava i budući efekat zasićenja rasta vršne snage.

IX.2 Predlozi metoda za prognoziranje vršnog opterećenja integralnog konzuma

IX.2.1 Metoda modelovanja superpozicije rasta opterećenja i uticaja poremećaja

Prema principima aditivnih prognostičkih modela, [IX.5], prognoza se dobija superpozicijom dva suprotna efekta: uobičajenog rasta godišnjeg vršnog opterećenja tokom vremena, i restriktivnog uticaja „poremećaja“ (u ovom slučaju: smanjenja vršnog opterećenja usled primene i širenja programâ DSM/DR). Modelovanje se sprovodi u nekoliko koraka:

1) *Multivarijabilno modelovanje rasta opterećenja:*

Porast vršnog opterećenja modelovan je utvrđivanjem multivarijabilnog trenda, nalik onom iz [IX.2]. Uobičajeno je, [IX.6], [IX.11], [IX.14], radi jednostavnosti, da se pretpostavi linearna zavisnost vršnog opterećenja potrošnje od uticajnih faktora (ovde su to: Y , sa , pr , θ_{av} , w_m i he), prema relaciji:

$$P = A + B \cdot Y + C \cdot sa + D \cdot pr + E \cdot \theta_{av} + F \cdot w_m + G \cdot he , \quad (9.1)$$

gde su:

Y – vreme (godina)

sa – prosečna zarada (€)

pr – prosečna cena električne energije (€/kWh)

θ_{av} – prosečna dnevna temperatura u danu vršnog opterećenja konzuma (°C)

w_m – maksimalna tj. udarna brzina vetra toga dana (m/s)

he – efekat praznika ($he=1$ za praznik, $he=0$ za običan dan)

Alternativno, uprošćeni linearni model, u kome vršno opterećenje zavisi isključivo od vremena, Y , definisan je pravom:

$$P(Y) = A_1 + B_1 \cdot Y . \quad (9.2)$$

Koeficijenti A , B , C , D , E , F , G , odnosno A_1 i B_1 određuju se regresionom analizom.

2) Modelovanje eksponencijalne krive uticaja poremećaja:

Najjednostavniji pokušaj procene smanjenja vršnog opterećenja predstavlja modelovanje opadajućeg trenda, koji se beleži u periodu nakon nastupanja poremećaja koji je do smanjenja doveo. To modelovanje je najuputnije izvršiti korišćenjem jedne eksponencijalne krive, koja je tipična za opisivanje efekata zasićenja. Ovaj efekat je očigledan u slučaju implementacije programa DSM/DR i – uopšte Smart Grid tehnologijâ. Efekti primene DSM/DR na smanjenje vršne snage će se, vremenom, smanjivati, prema:

$$\Delta P = \Delta P_{max} \cdot \left[1 - \exp\left(- (Y - Y_0) \cdot T^{-1}\right) \right], \quad Y > Y_0 \quad (9.3)$$

U (9.3) Y predstavlja nezavisnu promenljivu, godinu, Y_0 – godinu pre pojave „poremećaja“, ΔP_{max} – maksimalnu vrednost smanjenja vršne snage i T – vremensku konstantu efekta zasićenja.

3) Sinteza prognostičkog modela:

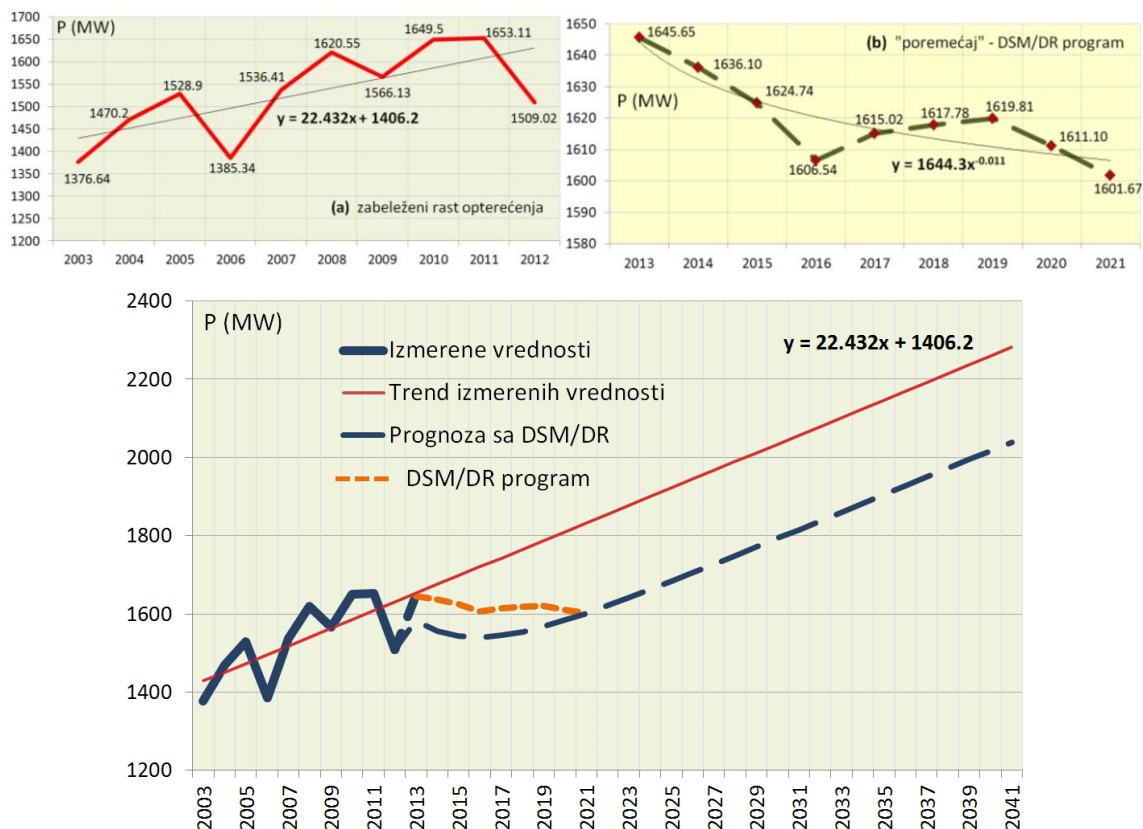
Do prognoze se potom dolazi putem superponiranja gore opisana dva efekta, definisana pomoću (9.1) ili (9.2) i (9.3). Na primeru zabeleženih opterećenja konzuma Beograda od 2003/04. do 2012/13. (bez direktnih potrošača na VN) i sa pretpostavljenom primenom DSM/DR programa počev od 2014/15, dobijaju se međurezultati i prognoza godišnje vršne snage do 2041, prikazani na slici IX.4.

Umesto eksponencijalnom funkcijom (9.3), poremećaj (b) je u ovom slučaju modelovan stepenom, naznačenom na slici IX.4 gore desno, jer je za nju faktor fitovanja bio bolji. Vidimo da se, po dugoročnoj prognozi koja uvažava pojavu DSM/DR programa, opterećenja koja bi se imala po sada postojećem trendu, javila sa čak 11 godina zakašnjenja. Dakle, za $\Delta P_{max} = 241,66$ MW i konstantu $T = 2,93$ godine (za koju se i po (b) i po konačnoj prognozi 2021, u godini okončanja uvođenja DSM/DR dobija ista vrednost snage – v. sliku IX.4, dole), investiranje u elektrodistributivne kapacitete koji bi podmirili ovu snagu odlaže se za čak tri godine više, nego što je to pokazano u Poglavlju VIII. Dakle, pod ovakvim okolnostima, stvarne uštede bi bile i veće od ranije utvrđenih.

4) Prognoziranje uz prethodnu normalizaciju podataka:

Napred opisani i bilo koji drugi model moguće je dodatno proširiti, preračunavanjem vrednosti vršnih opterećenja na istu srednju dnevnu temperaturu, na način sličan onom iz [IX.6], [IX.10], [IX.12], [IX.18] i [IX.19]. Najpre, u [IX.15] je određen odnos između srednje dnevne temperature θ_{av} i dnevne vršne snage P i predstavljen pomoću:

$$P(\theta_{av}) = A_0 + E_1 \cdot \theta_{av} \quad . \quad (9.4)$$



Slika IX.4 Prognoza godišnje vršne snage nakon uvođenja i širenja DSM/DR programa, dobijena modelovanjem suprepozicije rasta opterećenja (a) i uticaja poremećaja (b)

Ovakva linearna zavisnost (9.4) je tipična za sezonu koja je kritična s aspekta godišnje vršne snage, dakle – ili za zimske dane sa grejanjem ili za letnje dane sa hlađenjem prostorija, [IX.6], [IX.10], [IX.20]. Za ovakve dane je karakteristično da električno opterećenje linearno zavisi od meteoroloških parametara, [IX.21]. (Za letnji period je ova činjenica potvrđena i ovom disertacijom, u slučaju središnjeg opsega rasta srednje dnevne temperature, v. Potpoglavlje VII.2.2.2 i sl. VII.11, desno.)

Vrednosti godišnjih vršnih opterećenja su, u prošlosti, dostizane pri različitim srednjim dnevnim temperaturama ambijenta. Stoga je preračunavanje (tj. normalizacija) urađeno za prosečnu vrednost srednje dnevne temperature, u najkritičnijem danu u pogledu godišnjeg vršnog opterećenja. Ova vrednost ($-6,38\text{ }^{\circ}\text{C}$, u slučaju analiziranom u [IX.1]), sračunata je u [IX.15], na osnovu podataka iz prethodnih 15 godina. Preračunate vrednosti vršnih opterećenja iz prošlosti tada mogu biti upotrebljene za izradu prognoza ove veličine, po bilo kojoj pojedinačnoj metodologiji. Ovakva prognoza biće tačnija od prognoze načinjene bez prethodne normalizacije istorijskih podataka o opterećenjima.

IX.2.2 Metoda modelovanja usporenog zasićenja rasta vršne snage pomoću lančanog indeksa

Ovo je jedan originalan metod za fitovanje promena vršne snage integralnog konzumnog područja nekoga grada, u toku nekoliko decenija, kao i za modelovanje promena u skorijoj prošlosti, tokom koje je prisutno smanjenje vrednosti vršne snage.

Rast godišnje vršne električne snage u nekom gradu, u vremenskom rasponu od 50-tak godina, uglavnom se predstavlja jednom pravom linijom, [IX.3]. Stoga se linearni trend, pre pojave smanjenja opterećenja, smatra prihvatljivom aproksimacijom. Međutim, kako se to lepo može uočiti na slici IX.2 – na kojoj je ilustrovan dugi niz godina istorije promene opterećenja – posle svakog perioda intenzivnog rasta opterećenja, u Beogradu je dolazilo do periodâ izvesnih zasićenja, sa sporijim rastom opterećenja. Trend zasićenja (saturacije) obično se modeluje S-krivom, koja ima uopšteni oblik:

$$P = M - N \cdot \left[1 + \exp\left((Y - Y_1) \cdot T_1^{-1} \right) \right]^{-1}, \quad (9.5)$$

gde su M , N , Y_1 i T_1 numerički parametri.

U slučaju beogradskog konzuma, problem sa krivom predstavljenom pomoću (9.5) bilo je njeno zasićenje pri 2025,9MW. Ta vrednost je ocenjena kao prilično niska, koja će se pojaviti već posle 2030. Stoga je u [IX.1] odabran jedan drugačiji pristup – modelovanje lančanog indeksa za prvi period, a potom, pomoću njega, indirektno modelovanje jedne S-krive sa sporijom saturacijom. Dakle, koraci pri ovakvoj, alternativnoj izradi prognoze vršnog opterećenja bili su sledeći:

1) *Prognoza lančanog indeksa vršne snage zasnovana na periodu pre njenog smanjenja:*

Lančani indeks predstavlja procentualnu promenu vrednosti vršne snage, posmatrane u jednoj određenoj godini u odnosu na njenu vrednost u prethodnoj. Lančani indeks je u [IX.1] sračunat iz podataka sa slike IX.2, levo (period Starog Tarifnog sistema).

Ukoliko postoji zasićenje podataka iz istorije opterećivanja, lančani indeks će imati opšti opadajući trend tokom vremena. Ovaj trend se može modelovati opadajućom eksponencijalnom krivom, koja treba da ispuni uslov da se asimptotski približava nuli. Ova kriva ima sledeći oblik:

$$i_j = i_{max} \cdot \exp\left(-(Y - Y_B) \cdot T_2^{-1} \right), \quad (9.6)$$

gde i_j (%) predstavlja lančani indeks u godini j , i_{max} (%) – njegovu maksimalnu vrednost na modelovanoj krivoj, T_2 (u godinama) – vremensku konstantu smanjenja lančanog indeksa, prema modelovanoj krivoj, i Y_B – baznu godinu (na slici IX.2 to je: $Y_B=1954$). Parametri i_{max} i T_2 određeni su kroz proces modelovanja (fitovanja), sproveden – kako je

to uobičajeno – minimizacijom sume kvadrata grešaka između modelovanih i sračunatih podataka. Vršna snaga u godini j tada je:

$$P_j = P_{j_0} \cdot \prod_{j=j_0}^n (1 + i_j/100) . \quad (9.7)$$

Na ovaj način, promena vršne snage je modelovana S-krivom sa sporijim zasićenjem od onog koje karakteriše stepenu funkciju ili standardnu S-funkciju. Na primeru Beograda, izmerene i vrednosti vršne snage sračunate prema (9.7) prikazane su na slici IX.2 (levo, za period pre nastupanja novog Tarifnog sistema tj. do 2000.). Kao što se na toj slici može uočiti, regresija prognoziranim lančanim indeksom relativno dobro aproksimira vrednosti vršne snage dostignute tokom perioda pre naglog i intenzivnog smanjenja godišnjeg vršnog opterećenja. Ova regresija takođe uzima u obzir smanjenje stope porasta opterećenja tokom vremena. Naravno, na slici IX.2, desno, uočljiva je mnogo veća distorzija koja se javila nakon opadanja vrednosti registrovane vršne snage.

2) Modelovanje efekata smanjenja vršne snage:

Očekivani efekti novog Tarifnog sistema iz 2001. (a slično se može očekivati i za DSM/DR programe), u pogledu smanjenja vršne snage, nastupili su sa zadržkom. Ovakva vrsta promene može se shvatiti kao jedna impulsna komanda, a njeni efekti – kao odložena reakcija sistema. Eksponecijalna funkcija je opet pogodna za modelovanje jednog ovakvog fenomena, kao kriva tipična za predstavljanje kašnjenja. Smanjenje vršne snage je takođe modelovano u [IX.1] opadajućom ekspancijalnom funkcijom. Opšta forma ove funkcije glasi:

$$\Delta P = P_1 - P_2 \cdot \exp\left(- (Y - Y_0) \cdot T_P^{-1}\right), \quad Y \geq Y_0. \quad (9.8)$$

Kao gornja granica prognoze, parametri u (9.8) su određeni na osnovu istorijskih podataka o opterećenjima, onakvih kakvi su zabeleženi. Za donju granicu prognoze, u [IX.1] su prethodno sprovedena preračunavanja registrovanih vrednosti na iste meteorološke uslove, koristeći metodologiju izloženu u [IX.15].

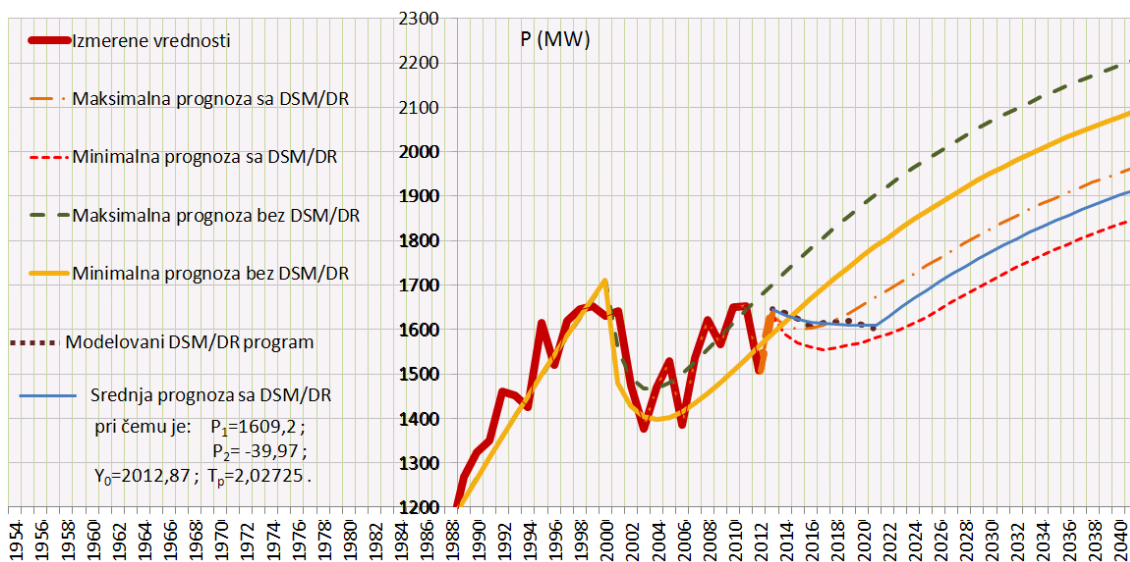
Opseg prognoze je potom određen superponiranjem rasta godišnjeg vršnog opterećenja, modelovanog sa sporijim zasićenjem, prema (9.7), i dve opisane varijante efekata „poremećaja“, određene prema (9.8). Konačna funkcija ima sledeći oblik:

$$P_n = P_0 \cdot \prod_{i=0}^n (1 + i_i/100) - \left[P_1 - P_2 \cdot \exp\left(- (Y - Y_0) \cdot T_P^{-1}\right) \right], \quad (9.9)$$

gde je: $Y \geq Y_0$, i Y_0 – godina u kojoj je poremećaj nastupio.

Numerički parametri P_1 , P_2 i T_P određuju se regresionom analizom za prosečnu vrednost (npr. - 6,38 °C) srednje dnevne temperature i za nepreračunate vrednosti opterećenja, respektivno. Na primeru izmenjenog Tarifnog sistema, rezultat ovakvog modelovanja prikazan je na slici IX.3. Primena ove metode na slučaj uvođenja i

pretpostavljene dinamike širenja DSM/DR programa, rezultuje krivom prikazanom na slici IX.5. Prvi korak modelovanja bazira se na periodu 2003/04-2012/13, vrednost vršne snage 2013/14. je prognozirana uobičajenom ekstrapolacijom, a drugi korak modelovanja zasnovan na predviđenoj dinamici smanjenja vršne snage usled primene DSM/DR programa.



Slika IX.5 Prognoza nakon uvođenja i širenja DSM/DR programa, dobijena modelovanjem usporenog zasićenja rasta vršne snage pomoću lančanog indeksa

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.

IX.3 Predlog metode za prognoziranje vršnog opterećenja užeg konzumnog područja simulacijom novih uslova u prošlosti

Kao moguće rešenje za prognostičke probleme izazvane efektima naglog, intenzivnog i trajnog smanjenja vršne snage na lokalnom nivou, jedna približna metoda za simulaciju istorije opterećivanja TS VN/SN osmišljena je, razvijena i predstavljena u [IX.16]. Ona simulira stalnu primenu novih okolnosti (npr. izmenjenog Tarifnog sistema ili DSM/DR programa), čak i pre njihovog postojanja u stvarnosti. Po svojoj koncepciji, ova metodologija izbegava i neke opšteprisutne prognostičke probleme, kao što su transferi opterećenja između TS (slika IX.1) tokom perioda od više godina, na osnovu kog se utvrđuje trend kretanja vrednosti vršne snage.

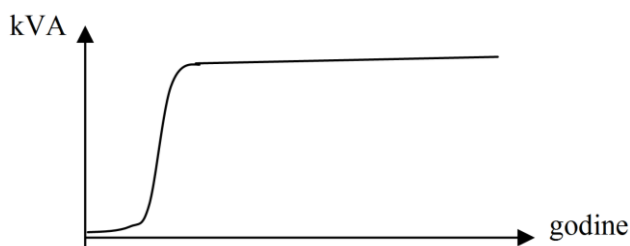
Prognoziranje vršne snage i modelovanje njenog zasićenja u budućnosti, međutim, ne mogu biti rešeni u potpunosti primenom ovog metoda. Oni ostaju problem za sebe. Ipak, zahvaljujući činjenici da se kao rezultat gore pomenute simulacije, uvek dobija jedna neopadajuća kriva, ovaj metod čini lakšim izbor vremenskog perioda koji se koristi za

utvrđivanje trenda, kao i izbor odgovarajuće ekstrapolacione krive kojom se dolazi do prognoze.

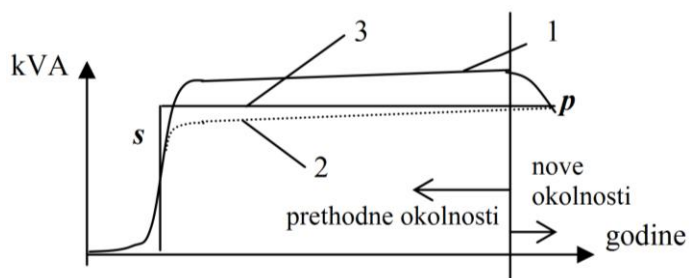
IX.3.1 Prikaz metodologije

Polazeći od prirode specifičnih problema, opisanih u [IX.16], (npr. nedostataka podataka o: tačnoj vrednosti jednovremenih vršnih opterećenja distributivnih TS (DTS) SN/NN, iznosima transferâ opterećenja itd.), ova metoda zasniva se na sledećim principima:

- 1) Konzumno područje napojne TS VN/SN fiksira se u poslednjoj godini razmatranja (ili u nekoj drugoj, referentnoj godini), iz koje se imaju merenja opterećenja;
- 2) Potrošači svake TS VN/SN su DTS SN/NN koje su iz nje napojene;
- 3) Zbog malog konzumnog područja DTS, vremenski dijagram istorije njenog vršnog opterećenja ima oblik tipične S-krive [IX.4], (slika IX.6);
- 4) Uticaj naglog impulsa, koji redukuje vrednost vršne snage, modeluje se sa zasićenjem pri njenoj nižoj vrednosti. Takva S-kriva se tada aproksimira jednom stepenastom funkcijom (v. Sliku IX.7, S-kriva br. 2 i step-funkcija br. 3);



Slika IX.6 Tipična dinamika opterećivanja konzumnog područja TS SN/NN



Slika IX.7 Uticaj novih okolnosti (npr. izmenjenog Tarifnog sistema ili lokalna primena nekog DSM/DR programa) na vršno opterećenje TS SN/NN

- 5) Maksimalna vrednost, p , step-funkcije predstavlja učešće te DTS u vrednosti vršne snage PL (maksimalne godišnje ili jednovremene), sa slike IX.1, napojnog voda SN ili napojne TS (kao što je to ilustrovano na slici IX.1), u poslednjoj godini razmatranja. Ukoliko nije izmerena u realnom vremenu, vrednost p za svaku DTS se sračunava iz vršne snage njenog napojnog voda, proporcionalno instalisanom snazi transformatora u toj DTS u odnosu na ukupnu instalisanu snagu svih transformatora SN/NN priključenih na taj vod;

- 6) Istorija opterećivanja napojne TS se potom modeluje (v. siku IX.8) superponiranjem step-funkcija svih p_k DTS, i to u prvim godinama njihovog puštanja u rad. Kao rezultat se dobija rastuća kriva, nalik S-krivoj;
- 7) Da bi se dobila prognoza vršne snage jedne napojne TS VN/SN, na ovako dobijenu krivu se primenjuje neka od klasičnih ekstrapolacionih metoda.

Shodno prethodnom, neophodni ulazni podaci su:

- a) Vrednost vršnog opterećenja (maksimalno godišnje ili jednovremeno vršno) vodova SN (ili barem njihovih napojnih TS VN/SN), u poslednjoj, ili nekoj drugoj, referentnoj godini tj. kritičnoj sezoni;
- b) Naznačene snage energetskih transformatora SN/NN instaliranih u svim napojenim DTS;
- c) Podatak o godini puštanja u pogon za svaku DTS SN/NN, i podatak o prvobitnoj snazi transformatora instaliranog u njoj;
- d) Podaci za svaku DTS SN/NN o godinama njenih rekonstrukcija i eventualnim povećanjima instalisanih snaga transformatora prilikom njihove zamene.

Neki detalji modelovanja su karakteristični za ovaj metod:

Zahvaljujući smanjenju vrednosti vršne snage, tipična S-kriva ima *opadajući deo* na svome kraju (v. sliku IX.7, desno). Da su novi uslovi (npr. novi Tarifni sistem ili DSM/DR program) vladali tokom celog perioda eksploatacije ove DTS, kriva rasta vršnog opterećenja bi se verovatno menjala prema grafiku 2 na slici IX.7. Bila bi to opet jedna S-kriva, ali sa zasićenjem pri nižoj vrednosti vršne snage.

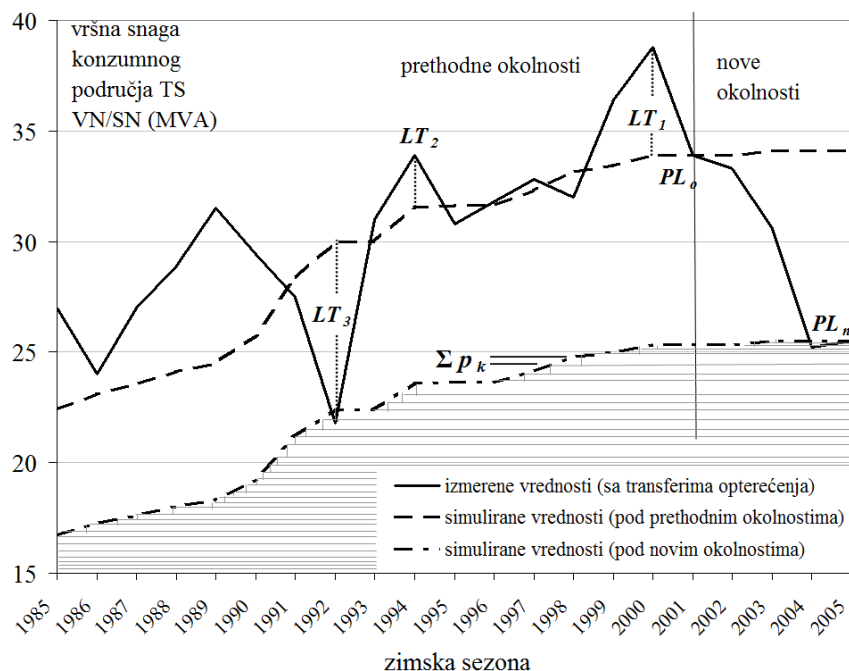
Na osnovu ove logike, dostupni podaci o vršnim snagama za konzumno područje svake DTS su tačke p (poslednja ostvarena vršna snaga DTS) i s (prva godina rada te DTS).

Da su novi uslovi vladali sve vreme, istorija opterećivanja jedne napojne TS nastala bi superpozicijom dijagrama vršnog opterećenja, tipa 2 sa slike IX.7, svih DTS SN/NN napojenih u pripadajućem konzumnom području te TS VN/SN (v. sliku IX.1). U zavisnosti od instalisane snage TS VN/SN, broj napojenih DTS može da dostigne više desetina. Iz tog razloga je moguća i opravdana *zamena S-krive 2 sa slike IX.7 step-funkcijom* (slika IX.7, kriva 3). Tačka s predstavlja prvu godinu pogona DTS (dostupan podatak). Ordinata tačke p (i s , takođe, za step-funkciju) predstavlja udeo opterećenja određene DTS u vrednosti vršnog opterećenja, PL (u MW ili MVA), napojne TS, izmerenog u poslednjoj ili nekoj drugoj, referentnoj godini/sezoni.

Sinteza dijagrama vršnog opterećenja napojne TS ilustrovana je na slici IX.8 (donja kriva – za nove uslove). Sinteza se vrši unatrag:

- a) Poslednji podatak, PL_n , izmeren je u poslednjoj godini (na primeru sa slike: 2005= sezona 2004/05);

- b) Prethodni podaci su dobijeni oduzimanjem kvota vršnog opterećenja, Σp_k , svih onih DTS (ili novih, dodatnih snaga transformatora instaliranih u njima), stavljenih u pogon u toj određenoj godini k ;
- c) Ova procedura se ponavlja sve dok se ne dođe do godine puštanja u pogon najstarije DTS. Tada vršno opterećenje područja napojenog iz analizirane TS postaje jednako nuli. Slika IX.8 prikazuje jedan karakterističan slučaj TS x/10 kV u centru Beograda.



- PL_o – vršna snaga u referentnoj sezoni/godini (poslednjoj po starom Tarifnom sistemu);
- PL_n – vršna snaga u poslednjoj razmatranoj godini (izmenjen Tarifni sistem);
- LT_j – transfer opterećenja u ranijoj godini j ;
- Σp_k – sumarna kvota jednovremenih vršnih opterećenja svih DTS 10/0,4 kV puštenih pod napon u godini k .

Slika IX.8 Istorija godišnjih vršnih opterećenja TS 35/10 kV „Zeleni Venac“ i simuliranje novih uslova u prošlosti

Ista procedura unatrag može da se sprovede počev od poslednje godine/sezone u kojoj su vladali stari uslovi (na slici IX.8: poslednja godina važenja starog Tarifnog sistema). Ona se zasniva na vrednosti vršnog opterećenja koje je tada dostignuto (tačka PL_o sa slici IX.8), i odnosi se na odgovarajuće konzumno područje, tada napojeno preko iste ove TS. U tom slučaju, za period vladavine novih okolnosti, mora da se uradi jedno dodatno proračunavanje, uzimajući u obzir nove DTS, puštene u pogon u tom području, u međuvremenu. U primeru sa slike IX.8, rezultat ove simulacije predstavljen je gornjom, isprekidanom linijom.

Očigledno je da rezultat ove simulacije liči na S-krivu, koja nikada nije opadajuća. Ova činjenica prognoziranje čini jednostavnijim i tačnijim, jer:

- a) transferi opterećenja su eliminisani iz istorijskog perioda bitnog za utvrđivanje trenda, fiksiranjem konzumnog područja u jednu određenu godinu/sezonu (najčešće u poslednju);
- b) olakšan je izbor odgovarajuće ekstrapolacione funkcije.

Mogućnosti primene ove metode su izložene detaljno u [IX.1], a ilustrovane na više primera u [IX.16].

IX.3.2 Principi izrade prognoze i varijante

Klasične ekstrapolacione metode mogu biti primenjene na grafike nalik S-krivoj, kreirane pomoću napred opisane metodologije. Njeni osnovni doprinosi i prednosti su sledeći:

- a) Eliminacija problema transfera opterećenja iz vremenskog perioda bitnog za utvrđivanje trenda kretanja vršne snage, relevantnog za prognozu (a takođe i iz cele istorije opterećivanja);
- b) Uzimanje u obzir naglog i intenzivnog smanjenja vrednosti vršne snage (korišćenjem niže krive sa slike IX.7);
- c) Korišćenjem ovog metoda, izbegnuta je moguća pojava negativnog trenda ekstrapolacije;
- d) Greške u obliku ekstrapolacione funkcije, inače uzrokovane stvarnim postojanjem transfera opterećenja u prošlosti, takođe su eliminisane (ili barem redukovane).

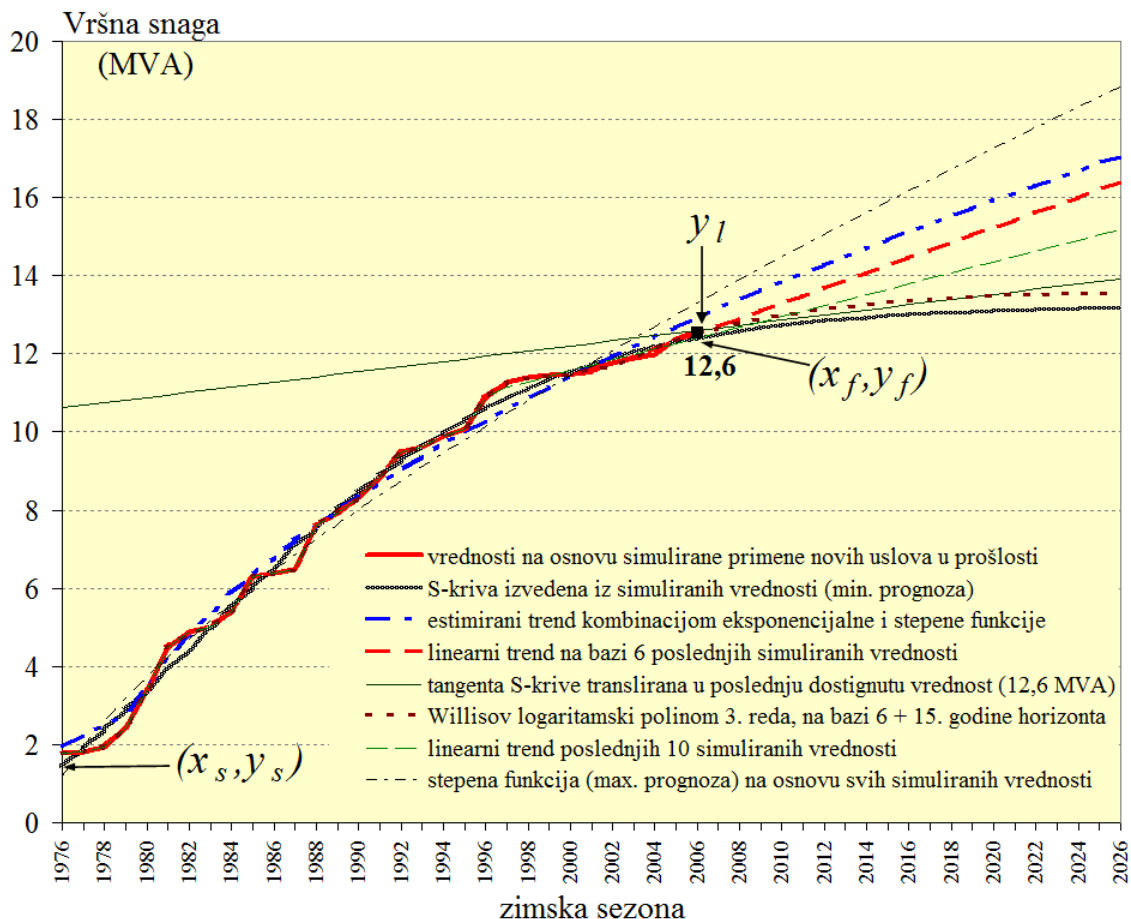
Ipak, izbor najpogodnije ekstrapolacione funkcije i – u vezi s tim – modelovanje zasićenja rasta vršne snage, i dalje ostaju otvoren problem. Tokom istraživanja sumiranih u [IX.1], provereno je nekoliko principa i funkcija, korišćenih u praksi i literaturi, i utvrđena je jedna nova funkcija, [IX.16].

Opisana simulaciona procedura može biti sprovedena i pre uobičajenog postupka linearizacije i ekstrapolacije istorijskog perioda sa podacima. U tom slučaju, linearizacija i ekstrapolacija tako modifikovanih vrednosti daju mnogo bolje rezultate od onih na osnovu realno izmerenih vrednosti (koje obuhvataju i transfere opterećenja ili njihova preračunavanja), tokom istog perioda za utvrđivanje trenda.

Estimacija simulacione S-krive je moguća – eksponencijalnom funkcijom u prvom delu, i stepenom funkcijom, u drugom. Ova potonja je ekstrapolirana na slici IX.9, za jednu konkretnu TS VN/SN, i upoređena sa drugim, ovde predloženim, funkcijama.

Slika IX.9 jasno pokazuje, na primer, veliku razliku između prognoza dobijenih korišćenjem iste funkcije (stepene), ukoliko se one zasnivaju na različitim periodima za utvrđivanje trenda. Za linearni trend, ovde su korišćeni periodi od šest i deset godina, i takođe je ilustrovana razlika u prognozama. Fitovanje krive multiplom regresijom jednoga kubnog polinoma, koje preporučuje Vilis u [IX.4], takođe je izvršeno na osnovu 6-godišnjeg istorijskog perioda sa podacima, i na osnovu jedne godine na planskom horizontu, sa pretpostavljenom vrednošću opterećenja. Koristeći metod

predložen u [IX.1], međutim, postaje očigledno da komplikovani pristup baziran na kuplovanju transfera opterećenja (*Load Transfer Coupling, LTC*) iz [IX.7], više nije potrebno koristiti.



Slika IX.9 Uticaj izbora ekstrapolacione funkcije i istorijskog perioda opterećivanja na prognozu; varijante prognoze za TS 35/10 kV “Boždarevac”, iz 2006. (u ruralnom predelu, sa malom prostornom gustinom opterećenja)

IX.3.3 Predlog nove prognostičke funkcije

Slika IX.9 pokazuje najbolje međusobno poklapanje prognoziranih vrednosti, dobijenih prema Willisovom kubnom logaritamskom polinomu i sledeće funkcije, predložene u [IX.1]: u poslednju dostignutu vrednost vršnog opterećenja, y_l (na kojoj se zasniva simulacija), translirana je tangenta sigmoidalne, Bolcmanove (*Boltzmann*) funkcije. Sigmoidalna funkcija je predstavljena pomoću S-krive sa slike IX.9, fitovane na osnovu simulirane istorije opterećivanja pod novim okolnostima, koja je prikazana kao jedna kriva nalik S-krivoj.

Translacija tangente je neophodna, jer poslednja vrednost vršnog opterećenja, y_l – u većini testiranih slučajeva – ne predstavlja tačku y_f koja leži na izvedenoj S-krivoj. Dakle, najčešće je $y_l \neq y_f$.

Sigmoidalna (ili Bolcmanova) funkcija predstavlja se relacijom:

$$y(x) = y_f - (y_f - y_s) \cdot \left[1 + \exp\left((x - x_0) \cdot \Delta x^{-1}\right) \right]^{-2}, \quad (9.10)$$

gde su: y_f , y_s , x_0 i Δx njeni parametri (tj. konstante).

Prvi izvod ove funkcije je:

$$\begin{aligned} y_{et}(x) &= dy(x) / dx = \\ &= (y_f - y_s) \cdot \Delta x^{-1} \cdot \exp\left((x - x_0) \cdot \Delta x^{-1}\right) \cdot \left[1 + \exp\left((x - x_0) \cdot \Delta x^{-1}\right) \right]^{-2}. \end{aligned} \quad (9.11)$$

Jednačina tangente u tački (x, y) na S-krivoj je:

$$y_t(x) = y'(x) \cdot x + y_t(x_s). \quad (9.12)$$

Translacija tangente u poslednju tačku (x_l, y_l) istorijskih podataka o opterećivanju, i njena ekstrapolacija u budućnost $(x > x_l = x_f)$, konačno daju:

$$y_{et}(x) = y_l + y'(x_f) \cdot (x - x_f). \quad (9.13)$$

Zamenom (9.11) u (9.13) dobija se izraz za prognostičku funkciju, predloženu u [IX.1], koja uvažava zasićenje rasta vršne snage u budućnosti:

$$\begin{aligned} y_{et}(x) &= y_l + (y_f - y_s) \cdot (x - x_f) \cdot \Delta x^{-1} \cdot \exp\left((x_f - x_0) \cdot \Delta x^{-1}\right) \cdot \left[1 + \exp\left((x_f - x_0) \cdot \Delta x^{-1}\right) \right]^{-2}, \\ x &> x_f = x_l. \end{aligned} \quad (9.14)$$

U (9.14) su: x_0 i Δx parametri S-krive, a (x_f, y_f) , (x_s, y_s) tačke na njoj. Vrednosti apscise x su godine, Y , a na ordinati y su vrednosti vršnog opterećenja, aktivne snage P (MW) ili prividne, S (MVA).

Za uža konzumna područja koja još uvek imaju mogućnosti fizičkog širenja, prognoza i modelovanje zasićenja su nešto komplikovanija, zbog moguće pojave novih, manjih S-krivih rasta opterećenja. Takvi slučajevi su analizirani i predstavljeni u [IX.16].

IX.4 Zaključak Poglavlja IX

Metode predstavljene u [IX.1] mogu da reše ili umanje probleme koji se javljaju pri izradi dugoročnih prognoza opterećenja, a koji su posledica bilo kakvog uticaja ili poremećaja koji dovode do naglog, intenzivnog i trajnijeg smanjenja vršne snage. Stoga su ove metode pogodne i za primenu pri implementaciji DSM/DR programa i projekata.

Za integralno konzumno područje nekoga grada ili kompanije za distribuciju električne energije, najbolji rezultati prognoze se očekuju od metode korišćenja lančanog indeksa vršne snage.

Za slobodno odabrano ili konzumno područje napojeno preko nekog konkretnog elementa DEES (voda ili TS), preporučuje se simulacija novonastalih uslova, u prošlosti. Osim eventualno opadajućeg trenda u istorijskim podacima, ovom metodom se eliminiše i problem transfera opterećenja. Sve to čini jednostavnijim i izradu same prognoze i izbor odgovarajuće ekstrapolacione funkcije.

Uzimajući u obzir uticaj koji dovodi do smanjenja vršnog opterećenja, korišćenjem ovih metoda dolazi se do tačnijih dugoročnih prognoza opterećenja. Posledično, omogućava se racionalnije planiranje razvoja elektrodistributivne mreže, primereno novonastalim uslovima. Korišćenjem ovih metoda, inženjeri u planiranju mogu steći ne samo sliku o tome u kojoj će meri elektrodistributivni sistem biti rasterećen, nego i o tome koliko će njihova kompanija za distribuciju biti finansijski relaksirana u budućnosti.

X ODREĐIVANJE VISINE ISPLATIVIH TROŠKOVA DSM/DR MODULA

U ovom poglavlju će biti izložena 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.

X.1 Predlog metodologije za utvrđivanje dozvoljene visine troškova

U Poglavlju VIII je modelovan jedan konkretan projekat uvođenja DSM/DR programa, koji bi trajao u dve faze, tokom osam godina. U osmoj zimskoj sezoni od početka uvođenja, imalo bi se projektovano smanjenje vršne snage jednako sadašnjem kapacitetu konzuma EDB za DSM/DR u TA pećima i drugim termičkim uređajima. U poglavlju V.2.1.1 je, metodom poređenja dnevnih dijagrama opterećenja za isti zimski datum iz više godina, sa različitim meteorološkim prilikama, utvrđeno da taj kapacitet iznosi oko 240 MW (bez područja Mladenovca).

Takođe u Poglavlju VIII, iznos ovog smanjenja godišnje vršne snage konzuma EDB procenjen je na oko 146 miliona evra. Ovaj iznos je, naime, jednak vrednosti četiri TS 110/10 kV, snage po 2x40 MVA, uz godišnje vršno opterećenje svake TS od 75% njene instalisane snage, sa pripadajućim priključnim vodovima VN i napojenom mrežom SN. Uz pretpostavku da bi se ovi objekti gradili kao alternativa DSM/DR programu, i to ravnomerno tokom pretpostavljenih osam godina njegovog postepenog uvođenja, svođenjem na sadašnju vrednost, dobija se iznos od oko 101 milion evra. Jasno je da će DSM/DR program biti isplativ, ako svedeni troškovi njegovog uvođenja budu manji od tog iznosa finansijskih sredstava.

U potpoglavlju V.1.2, 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 količinâ 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 (v. dijagrame na slikama V.3 i V.4, za kategorije *široke potrošnje* i *niski napon*, respektivno). Ukupna potrošnja ovih kupaca tokom zime iznosi oko $W_i^z = 183,25$ GWh.

X.1.1 Oprema i troškovi DSM faze projekta

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). Ako bismo se opredelili za korišćenje „pametnih“ utičnica sa mogućnošću stohastički distribuiranog upravljanja i proračunavanja, prema [X.1], ili za modelovanje dinamičkih termostata uređaja podvedenih pod ovaj program, shodno [X.2], to znači da bi svaki od

ovih kupaca imao jedan ili više ovakvih, dodatnih uređaja, čija bi izrada i ugradnja bila neophodna.

Pretpostavimo da svaki od 200.000 potrošača koje treba podvesti pod ovaj sistem, u proseku ima 1,5 TA-peć i još jedan uređaj, npr. akumulacioni bojler ili klima-uređaj. (U slučaju akumulacionih bojlera, zahtevala bi se i manja prerada električnih instalacija u objektu kupca, jer se ovi uređaji najčešće povezuju direktno na razvodne table u stanu kupca. Ove troškove, međutim, nećemo uzimati u obzir.)

Potrebno je, znači, oko $N_{pu} = 200.000 \cdot 2,5 = 500.000$ „pametnih“ priključnih uređaja, sličnih onima opisanim u [X.1] ili [X.2]. Preko svakog od njih bi se priključivalo neko termičko trošilo, prosečne vršne snage: $240 \text{ MW} / 500.000 = 480 \text{ W}$. S obzirom na ranije naglašenu, opadajuću karakteristiku noćnog, termo-akumulacionog opterećenja, i planirano razdvajanje (u prethodnoj fazi projekta) dvotarifnih potrošača u dve grupe sa razmaknutim vremenom promene tarife od dva sata, možemo pretpostaviti da će koeficijent jednovremenosti ovih uređaja biti oko 0,3. To znači da bi prosečna naznačena snaga jednog termičkog uređaja bila oko: $480 \text{ W} / 0,3 = 1600 \text{ W}$, što deluje kao realna vrednost.

Označimo jediničnu cenu „pametnog“ dodatnog uređaja za priključenje i daljinsko/dinamičko upravljanje termičkim trošilom, sa C'_{pu} (€/kom).

Lokalno, ovim uređajima bi se komandovalo preko Wireless veze (ZigBee ili sl.), od dodatnog komandnog uređaja 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, N'_{pu} , i broja komandnih uređaja u MRO, N'_{wu} , 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. Njihov broj bi se, dakle, kretao od umnoška 2,5 sa dva (brojila) do dvadesetak.

Neka prosečan odnos ukupnog broja potrebnih Wireless uređaja u MRO i „pametnih“ utičnica bude označen sa:

$$K_{wp} = \frac{N_{wu}}{N_{pu}} < 1,0 \quad . \quad (10.1)$$

Cenu jednog Wireless uređaja (Gateway-a / čvora) za lokalni prenos komandi iz MRO do trošila u objektu kup(a)ca, označimo sa C'_{wu} (€/kom).

Komande i informacije između uređaja u MRO i koncentratora 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 hardvera bi, pak, bila zanemarljivo mala u odnosu na cenu ostatka sistema.

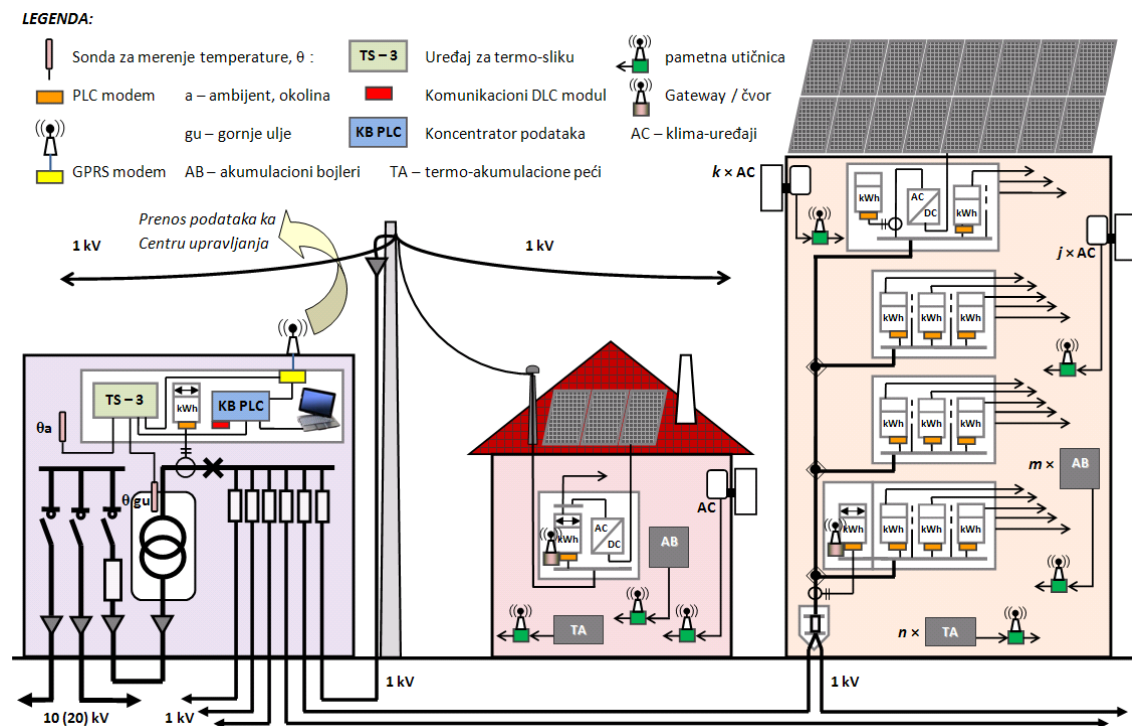
Naime, TS SN/NN na konzumnom području EDB ima oko 7000. Ukoliko bi se želeo da iskoristi ceo proračunati kapacitet za DSM/DR, to znači da bi sve TS koje napajaju kupce na javnom snabdevanju, trebalo da budu opremljene koncentratorima i pratećom opremom koja bi podržavala ovaj program. Njihov broj bi, dakle, bio: $N_{kt} \approx 7000$.

Cenu jednog koncentratora sa pratećom opremom, označimo sa C'_{kt} (€/kom).

Jedan koncentrator može prikupljati podatke i slati komande do svih kupaca u jednom trafo-rejonu, raspoređenih i grupisanih na više mernih mesta (MRO). Stoga će prosečan odnos broja koncentratora i Wireless komandnih uređaja u MRO biti:

$$K_{kw} = \frac{N_{kt}}{N_{wu}} \ll 1,0 \quad (10.2)$$

Šematski prikaz jedne TS 10/0,4 kV i dela njenog NN konzumnog područja, opremljenih sistemom za DSM, dat je na slici X.1 (identična slici VI.1). Na slici je data i kombinacija sa PV-panelima na krovovima zgrada; dakle – slučaj simulacije V-RES + DSM/DR na manjem konzumnom području, obrađen u Poglavljima VI i VII.



Slika X.1 Elementi i struktura integrisanog koncepta monitoringa transformatora SN/NN, AMR sistema, DSM/DR programa i promenljive proizvodnje iz RES

Na slici X.1 je prikazan slučaj u kome bi bili spregnuti i iskorišćeni sistemi daljinskog očitavanja brojila (AMR), sa svojom, kontrolnom mernom grupom na NN razvodnoj tabli u TS SN/NN, i sistem jeftine termo-slike, tj. monitoringa energetskog transformatora u ovoj TS. Uređaj TS-3, pomoću sonde meri temperature okoline i gornjeg ulja, i na osnovu njih i odgovarajućeg standarda sračunava temperaturu vruće

tačke transformatora. Na osnovu tih, i merenja struja u sve tri faze, u slučajevima prevelikog ili preniskog opterećenja transformatora (u poređenju sa proizvodnjom iz V-RES), sistem DSM bi izdavao komande za uključenje/isključenje dela opterećenja kod krajnjih korisnika.

S obzirom da smo u Poglavlju VIII modelovali smanjenje godišnje vršne snage EDB usled komponente direktnog upravljanja opterećenjem (DSM), počev od treće godine uvođenja tog programa, za: 5, 15, 20, 20, 30 i 30 MW, to znači da od treće do osme godine, respektivno, treba obuhvatati: 4,17%, 12,5%, 16,66%, 16,66%, 25 i 25% kupaca sa TA pećima i drugim termičkim trošilima. Takođe, treba voditi računa da sve većem broju kupaca, za sve veću količinu energije, treba davati popust (npr. $p_{st} = 15\%$) na ukupno utrošenu energiju, W_i^g , $i = 3, 4, \dots, 8$. Pritom, ukoliko DSM program primenjujemo samo zimi, onda popust možemo ograničiti samo na tu sezonu, i na ranije navedenu količinu električne energije, utrošenu tokom zimskih meseci, W_i^z .

Ukoliko sa c_i^{sr} (€/kWh) označimo prosečnu cenu električne energije u godini i , ukupan trošak za isporučioaca tokom druge faze uvođenja programa DSM/DR, koji se odnosi na dati popust tj. stimulaciju potrošačima za učešće u njemu, tada se može predstaviti kao:

$$C_{st} = p_{st} \cdot \sum_{i=3}^8 c_i^{sr} \cdot W_i^z \quad (10.3)$$

X.1.2 Troškovi DR faze projekta

Prethodna, prva (DR) faza predloženog programa bi, međutim, morala da obuhvati sve dvotarifne kupce, bez obzira na način grejanja njihovih prostorija. Ona bi, da podsetimo, 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. Neka je broj ovih uređaja N_{pm} . Neka su jedinični troškovi skidanja (zamene), preprogramiranja, ispitivanja ispravnosti i ponovnog vraćanja na mrežu ovog uređaja, označeni sa C'_{pm} . Ukupni godišnji troškovi zamene i preprogramiranja MTK prijemnika biće tada:

$$C_{pmg} = \frac{N_{pm} \cdot C'_{pm}}{N_{g1f}} \quad , \quad (10.4)$$

gde je: N_{g1f} – broj godina trajanja prve faze uvođenja programa (ovde: $N_{g1f} = 3$ godine).

X.1.3 Ukupni troškovi uvođenja programa DSM/DR

Ukupni troškovi uvođenja predloženog DSM/DR programa, razvrstani po godinama, iznosili bi:

$$C_{1g} = \frac{N_{pm} \cdot C'_{pm}}{3} \quad (10.5)$$

$$C_{2g} = \frac{N_{pm} \cdot C'_{pm}}{3} \quad (10.6)$$

$$C_{3g} = \frac{N_{pm} \cdot C'_{pm}}{3} + 0,0417 \cdot \left\{ [C'_{pu} + K_{wp} \cdot (C'_{wu} + K_{kw} \cdot C'_{kt})] \cdot N_{pu} + p_{st} \cdot c_3^{sr} \cdot W_3^z \right\} + C_{sw} \quad (10.7)$$

(gde je C_{sw} – cena izrade i instaliranja softverskog paketa za DSM/DR program)

$$C_{4g} = 0,125 \cdot [C'_{pu} + K_{wp} \cdot (C'_{wu} + K_{kw} \cdot C'_{kt})] \cdot N_{pu} + 0,1667 \cdot p_{st} \cdot c_4^{sr} \cdot W_4^z \quad (10.8)$$

$$C_{5g} = 0,1666 \cdot [C'_{pu} + K_{wp} \cdot (C'_{wu} + K_{kw} \cdot C'_{kt})] \cdot N_{pu} + 0,3333 \cdot p_{st} \cdot c_5^{sr} \cdot W_5^z \quad (10.9)$$

$$C_{6g} = 0,1666 \cdot [C'_{pu} + K_{wp} \cdot (C'_{wu} + K_{kw} \cdot C'_{kt})] \cdot N_{pu} + 0,5 \cdot p_{st} \cdot c_6^{sr} \cdot W_6^z \quad (10.10)$$

$$C_{7g} = 0,25 \cdot [C'_{pu} + K_{wp} \cdot (C'_{wu} + K_{kw} \cdot C'_{kt})] \cdot N_{pu} + 0,75 \cdot p_{st} \cdot c_7^{sr} \cdot W_7^z \quad (10.11)$$

$$C_{8g} = 0,25 \cdot [C'_{pu} + K_{wp} \cdot (C'_{wu} + K_{kw} \cdot C'_{kt})] \cdot N_{pu} + p_{st} \cdot c_8^{sr} \cdot W_8^z \quad (10.12)$$

Troškovi (10.5) do (10.12) se mogu svesti na sadašnju vrednost, množenjem sa faktorom svođenja:

$$K_{sv} = \frac{1}{(1+r)^{N_{god}}} \quad (10.13)$$

gde je r – ukupna godišnja eskontna stopa, čija se vrednost u Srbiji kreće oko 9%. N_{god} je broj godina od sadašnjeg trenutka do realizacije troška. Sadašnje vrednosti godišnjih troškova su, respektivno:

$$C_{1g\ sv} = \frac{N_{pm} \cdot C'_{pm}}{3 \cdot (1+r)} \quad (10.14)$$

$$C_{2g\ sv} = \frac{N_{pm} \cdot C'_{pm}}{3} \cdot \frac{1}{(1+r)^2} \quad (10.15)$$

$$C_{3g\ sv} = \left\{ \frac{N_{pm} \cdot C'_{pm}}{3} + 0,0417 \cdot \left\{ [C'_{pu} + K_{wp} \cdot (C'_{wu} + K_{kw} \cdot C'_{kt})] \cdot N_{pu} + p_{st} \cdot c_3^{sr} \cdot W_3^z \right\} + C_{sw} \right\} \cdot \frac{1}{(1+r)^3} \quad (10.16)$$

$$C_{4g\ sv} = \left\{ 0,125 \cdot [C'_{pu} + K_{wp} \cdot (C'_{wu} + K_{kw} \cdot C'_{kt})] \cdot N_{pu} + 0,1667 \cdot p_{st} \cdot c_4^{sr} \cdot W_4^z \right\} \cdot \frac{1}{(1+r)^4} \quad (10.17)$$

$$C_{5g\ sv} = \left\{ 0,1666 \cdot [C'_{pu} + K_{wp} \cdot (C'_{wu} + K_{kw} \cdot C'_{kt})] \cdot N_{pu} + 0,3333 \cdot p_{st} \cdot c_5^{sr} \cdot W_5^z \right\} \cdot \frac{1}{(1+r)^5} \quad (10.18)$$

$$C_{6g\ sv} = \left\{ 0,1666 \cdot [C'_{pu} + K_{wp} \cdot (C'_{wu} + K_{kw} \cdot C'_{kt})] \cdot N_{pu} + 0,5 \cdot p_{st} \cdot c_6^{sr} \cdot W_6^z \right\} \cdot \frac{1}{(1+r)^6} \quad (10.19)$$

$$C_{7g\ sv} = \left\{ 0,25 \cdot [C'_{pu} + K_{wp} \cdot (C'_{wu} + K_{kw} \cdot C'_{kt})] \cdot N_{pu} + 0,75 \cdot p_{st} \cdot c_7^{sr} \cdot W_7^z \right\} \cdot \frac{1}{(1+r)^7} \quad (10.20)$$

$$C_{8g\ sv} = \left\{ 0,25 \cdot [C'_{pu} + K_{wp} \cdot (C'_{wu} + K_{kw} \cdot C'_{kt})] \cdot N_{pu} + p_{st} \cdot c_8^{sr} \cdot W_8^z \right\} \cdot \frac{1}{(1+r)^8} \quad (10.21)$$

Ukupni troškovi uvođenja predloženog programa DSM/DR, svedeni na sadašnju vrednost, bili bi jednaki sumi svedenih troškova (10.14) do (10.21):

$$C_{uk\ sv} = \sum_{i=1}^8 C_{ig\ sv} \quad (10.22)$$

Ukoliko želimo da se program DSM/DR isplati već nakon poslednje godine njegovog uvođenja, onda ova vrednost (10.22), ne sme biti veća od – na sadašnju vrednost svedenih – protivvrednosti energetske kapaciteta koje bi bilo potrebno izgraditi ukoliko programa i smanjenja vršne snage usled njegove primene, nema. U Poglavlju VIII smo izračunali, prema (8.12), da je to iznos od oko 101 milion evra.

Troškovi po jednoj „pametnoj“ utičnici, uračunavajući sve zajedničke troškove, iz svih godina, svedeni na sadašnju vrednost, bili bi:

$$C'_{pu\ sv} = \frac{\sum_{i=1}^8 C_{ig\ sv}}{N_{pu}} \quad (10.23)$$

S obzirom da smo pretpostavili da bi kod svakog potrošača obuhvaćenog ovim programom (njih 200.000), bilo postavljeno prosečno 2,5 ovih dodatnih uređaja, onda bi troškovi isporučioaca po svakom njegovom korisniku-učesniku programa, svedeni na sadašnju vrednost, bili:

$$C'_{potr\ sv} = \frac{2,5 \cdot \sum_{i=1}^8 C_{ig\ sv}}{N_{pu}} \quad (10.24)$$

X.2 Rezultati tehno-ekonomske analize

X.2.1 Rezultati za usvojene referentne vrednosti ulaznih parametara

Kao referentne vrednosti ulaznih parametara za tehno-ekonomsku analizu koja je teoretski prikazana u prethodnom potpoglavlju, usvojeni su sledeći podaci:

- Eskontna (diskontna) stopa: $r = 9\%$ godišnje.
- Prosečni troškovi zamene, preprogramiranja i ispitivanja ispravnosti prijemnika MTK: $C'_{pm} = 15$ €/kom. Ovde treba napomenuti da su, prema Cenovniku usluga

EDB u trenutku izrade ove analize, ovi troškovi iznosili 20 €/kom. Usvojena je manja vrednost, jer na mreži postoji značajan broj ovih uređaja koje je moguće ispitati i reprogramirati na mestu ugradnje, bez njihovog skidanja i zamene, pomoću opto-kaoplera ili lap-topa i odgovarajućeg softvera.

- Jedinična cena „pametne“ utičnice: 20 €/kom (referentna vrednost). S obzirom da se komercijalizacijom tehničkog rešenja iz [X.1] očekuje da na svega 3-4 USD/kom padne vrednost dodatnog uređaja za priključivanje trošila i podešavanje nivoa njihove pristupačnosti za DSM program, a da se sada cena „pametnih“ utičnica kreće i do 40 €/kom, za analizu osetljivosti, ova cena biće varirana od 2 do 38 €.
- Jedinična cena Wireless uređaja (Gateway / čvora) za lokalno komandovanje „pametnim“ utičnicama, koji bi se postavljao u MRO, za svaki pojedinačni objekat: $C'_{wu} = 75$ €/kom.
- Cena koncentratora sa pratećom IT/TK opremom u napojnoj TS 10/0,4 kV, za akviziciju podataka i komunikaciju putem PLC sa Wireless uređajima na tom konzumnom području, a putem GPRS/Internet/mobilne telefonije sa Centrom upravljanja EDB: $C'_{kt} = 6500$ €/kom.
- Cena softverskog paketa sa centralnom računarskom opremom: $C_{sw} = 150.000$ €.
- Ukupan broj prijemnika MTK za preprogramiranje: $N_{pm} = 350.000$ komada. Ovde je važno napomenuti da je ovo pretpostavljeni broj. Naime, u EDB ne postoji tačan podatak o broju ovih uređaja, jer baza podataka nije redovno popunjavana. Svakako ovih uređaja ima više od 171.661, koliko ima registrovanih različitih adresa sa dvotarifnim kupcima. Broj MTK prijemnika je sigurno značajno veći, zbog velikog broja višespratnica, sa po više spratnih ormana, u kojima postoji po jedan prijemnik MTK. Iz tog razloga, na jednoj te istoj adresi može biti i više od jednog prijemnika MTK.
- Broj „pametnih“ utičnica: $N_{pu} = 500.000$ komada.
- Broj Wireless uređaja za komandovanje: $N_{wu} = 150.000$ komada.
- Broj koncentratora i kompleta opreme u TS: $N_{kt} = 7000$ komada.
- Prosečna ostvarena cena isporučene električne energije u 2013, u kategoriji „široka potrošnja“, koja predstavlja ciljnu grupu za primenu predloženog DSM/DR programa, iznosila je: $c_{sr} = 5,2$ ¢€/kWh.
- Trenutno važeći popust na energiju za kupce sa upravljanjem potrošnjom (stimulacija) iznosi: $p_{st} = 15\%$.
- Usvojeno je da je u 2013/14. zimska potrošnja kupaca sa TA-pećima na nivou prethodne sezone, i iznosi oko: $W_i^z = 183,25$ GWh.

- Osim prethodnih podataka, usvojen je dalji godišnji porast potrošnje električne energije kod ovih kupaca od 0,5% godišnje, kao i prosečan godišnji rast cena električne energije od 5% u odnosu na prethodno dostignute nivoe.

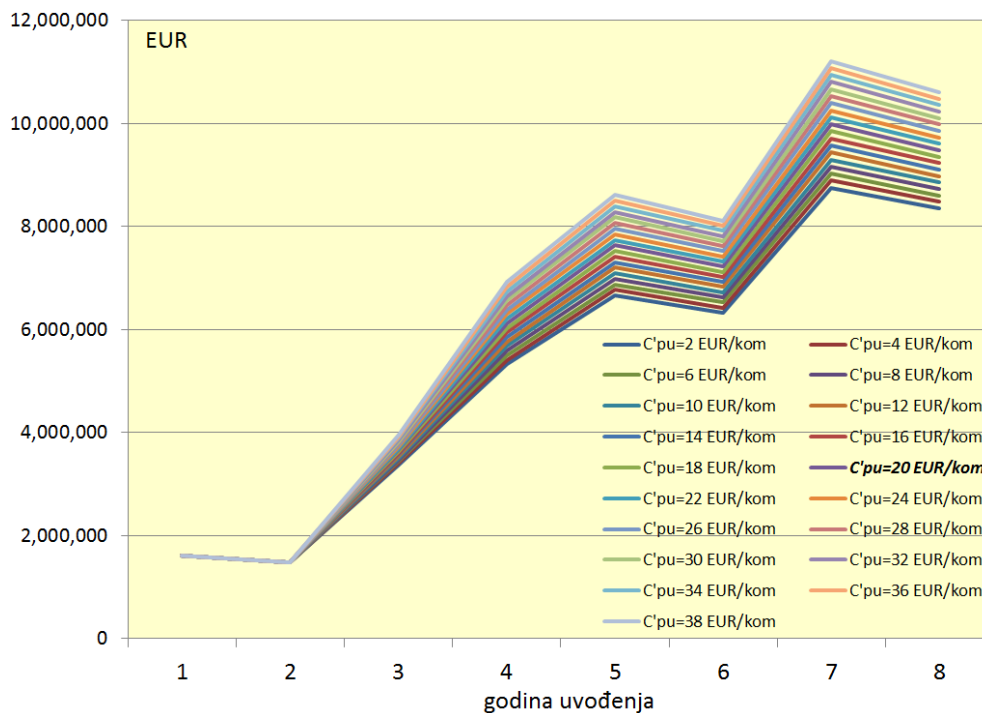
Kada se ove vrednosti uvrste u (10.14) do (10.21) i sračunaju pojedinačni godišnji troškovi svedeni na sadašnju vrednost, i kada se oni saberu, prema (10.22), dobijaju se ukupni troškovi implementacije predloženog DSM/DR programa, svedeni na sadašnju vrednost: $C_{uk,sv} = 47,182$ miliona evra.

Vidimo da je taj iznos više nego upola manji od ukupnih troškova, svedenih na sadašnju vrednost, koji bi se imali za izgradnju četiri TS 110/10 kV sa pripadajućim napojnim vodovima i napojenom SN mrežom (oko 101 milion evra, v. Poglavlje VIII). Njihova izgradnja bi bila neophodna tokom predloženog perioda postepenog uvođenja DSM/DR programa, u slučaju do do njegove realizacije ne dođe. Ovakav rezultat govori u prilog uvođenju DSM/DR programa, kao povoljnije alternative građenju novih kapaciteta.

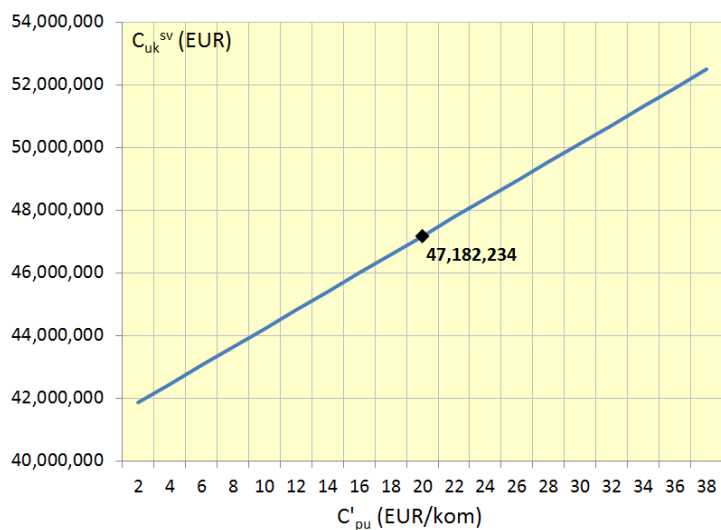
Prema (10.23) specifična svedena cena celog sistema DSM/DR po jednoj „pametnoj“ utičnici, iznosila bi oko 94,36 €, a po jednom kupcu obuhvaćenom njime, shodno (10.24), oko 235,9 €.

X.2.2 Rezultati analize osetljivosti

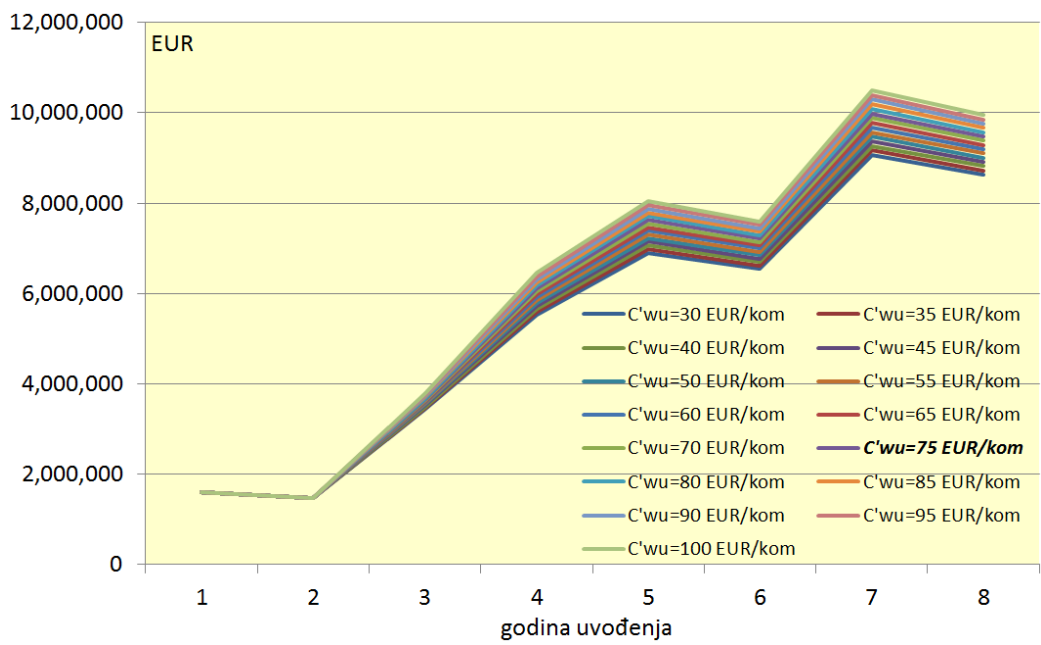
Da bi se utvrdio uticaj promene pojedinačnih ulaznih parametara na dobijene rezultate, jedan po jedan od gore navedenih parametara menjan je u određenim, razumnim granicama, dok su ostali parametri zadržavali svoje, napred navedene, referentne vrednosti. Rezultati ovako sprovedene analize dati su na sledećim slikama. Na njima su naznačeni i opsezi u kojima je svaki od ulaznih parametara menjan.



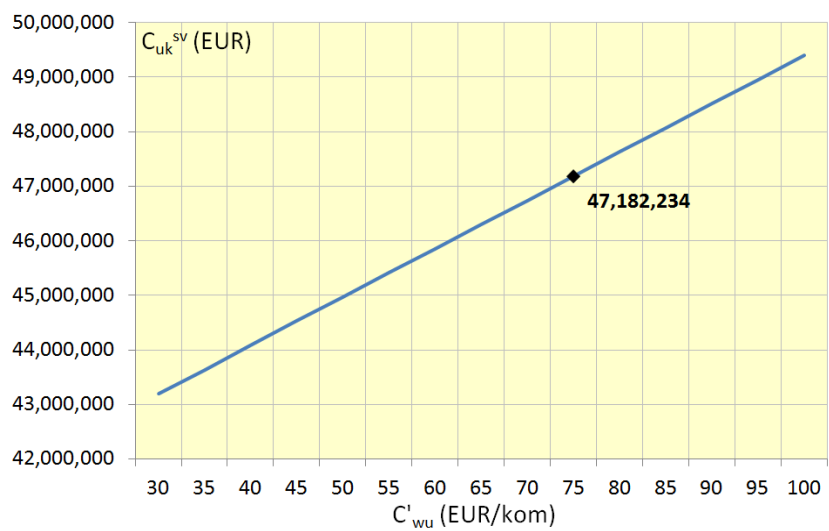
Slika X.2 Zavisnost svedenih godišnjih troškova od promene cene „pametne“ utičnice



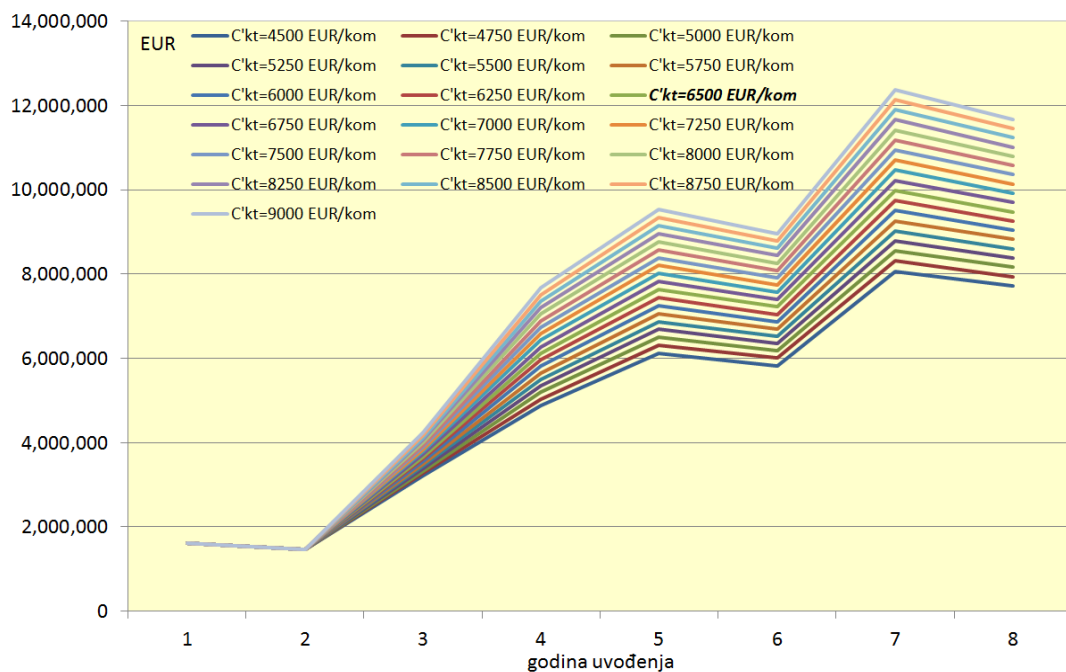
Slika X.3 Zavisnost svedenih ukupnih troškova od promene cene „pametne“ utičnice. Naznačeni iznos troškova se ima za usvojenu referentnu vrednost cene jedne utičnice.



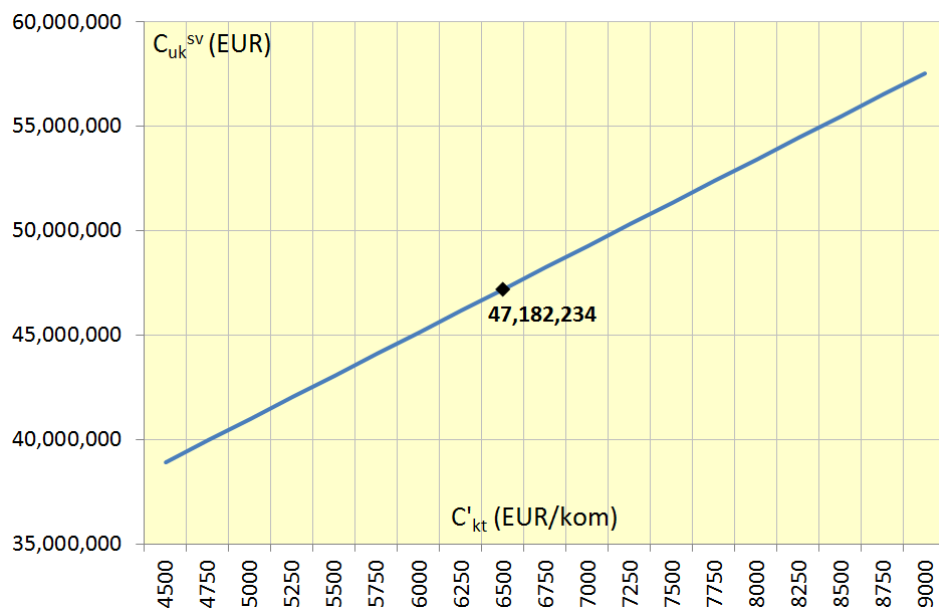
Slika X.4 Zavisnost svedenih godišnjih troškova od promene cene Wireless uređaja



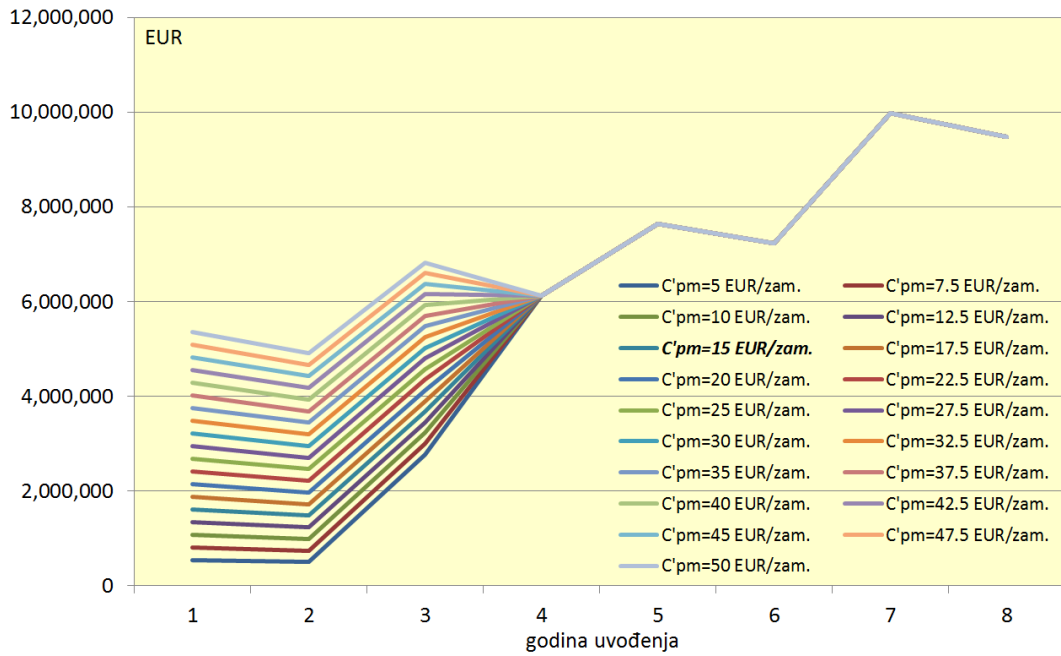
Slika X.5 Zavisnost svedenih ukupnih troškova od promene cene Wireless uređaja



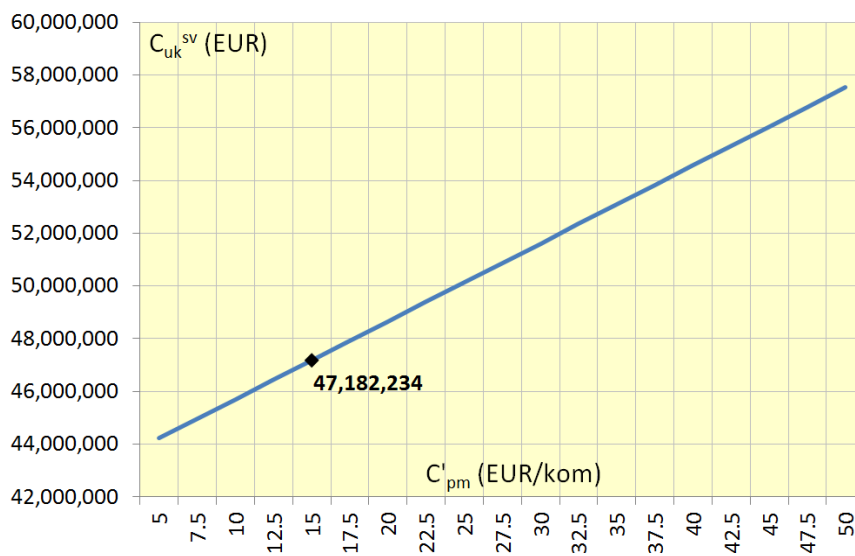
Slika X.6 Zavisnost svedenih godišnjih troškova od promene cene koncentratora



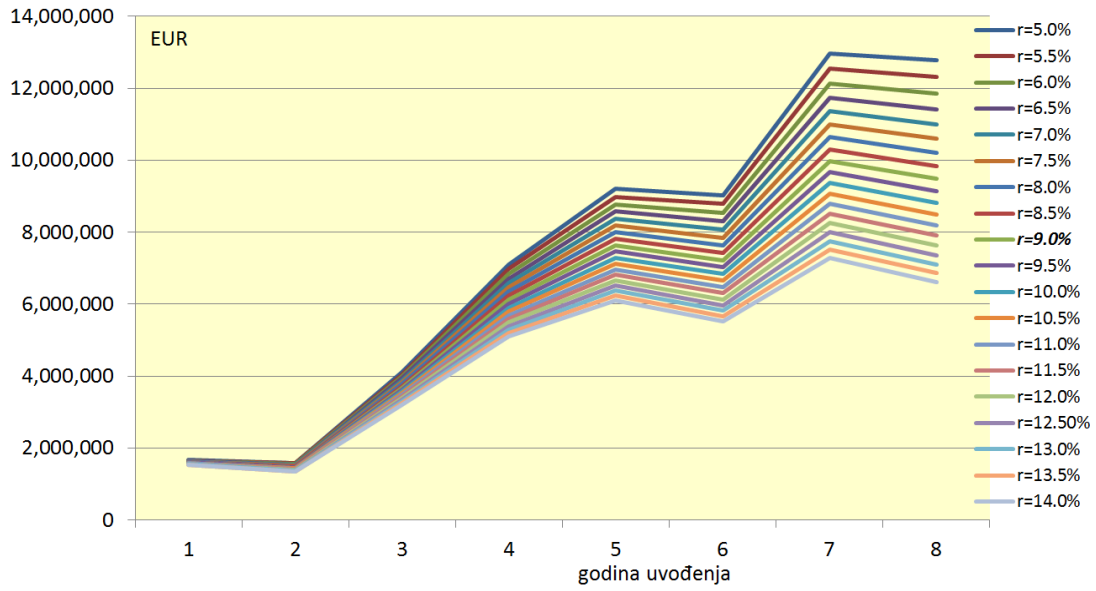
Slika X.7 Zavisnost svedenih ukupnih troškova od promene cene koncentratora



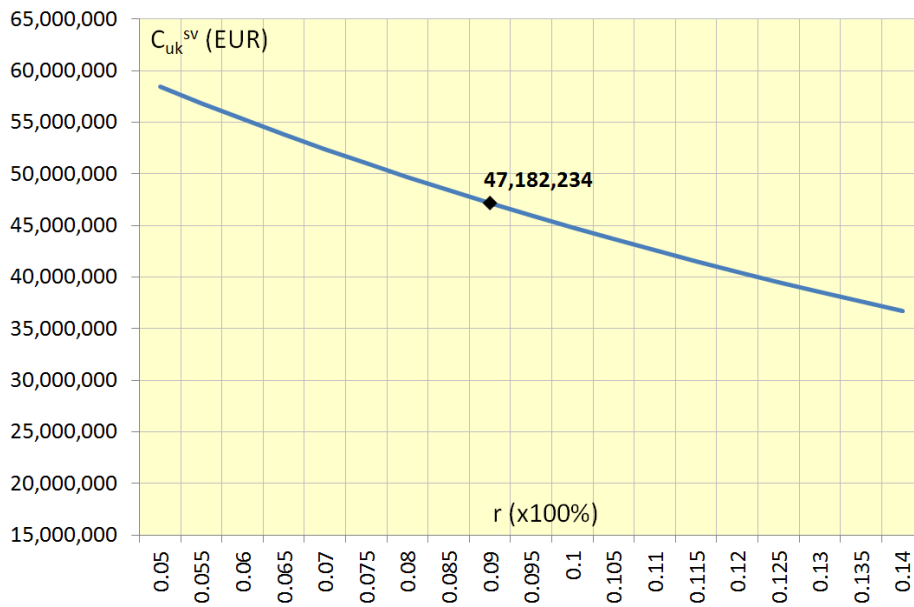
Slika X.8 Zavisnost svedenih godišnjih troškova od promene troškova zamene i preprogramiranja prijemnika MTK



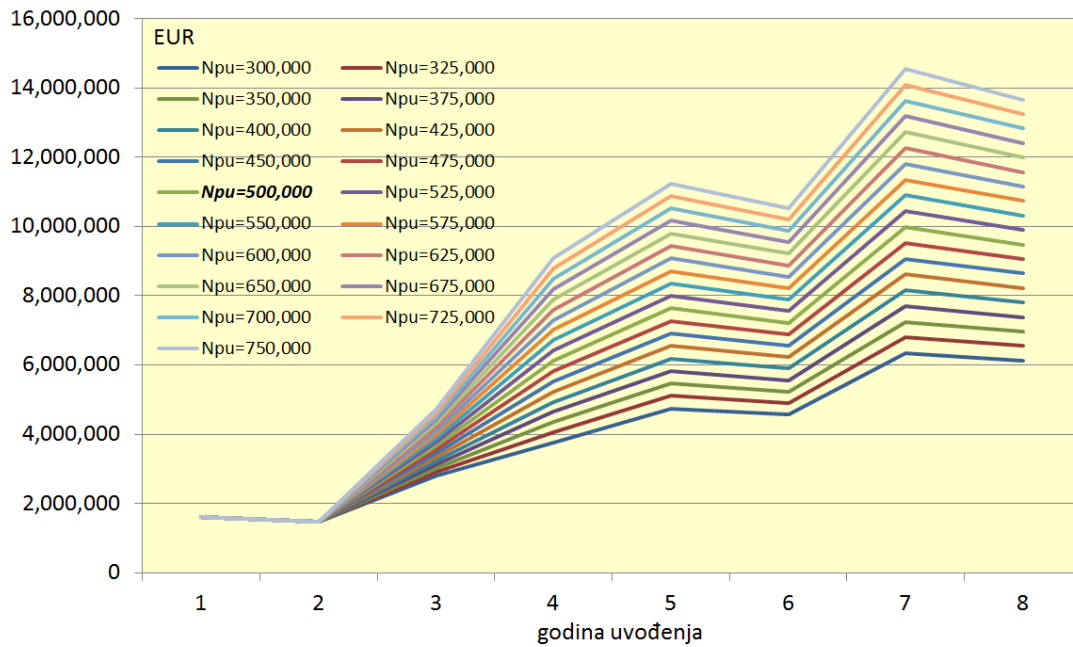
Slika X.9 Zavisnost svedenih ukupnih troškova od promene cene zamene i preprogramiranja prijemnika MTK



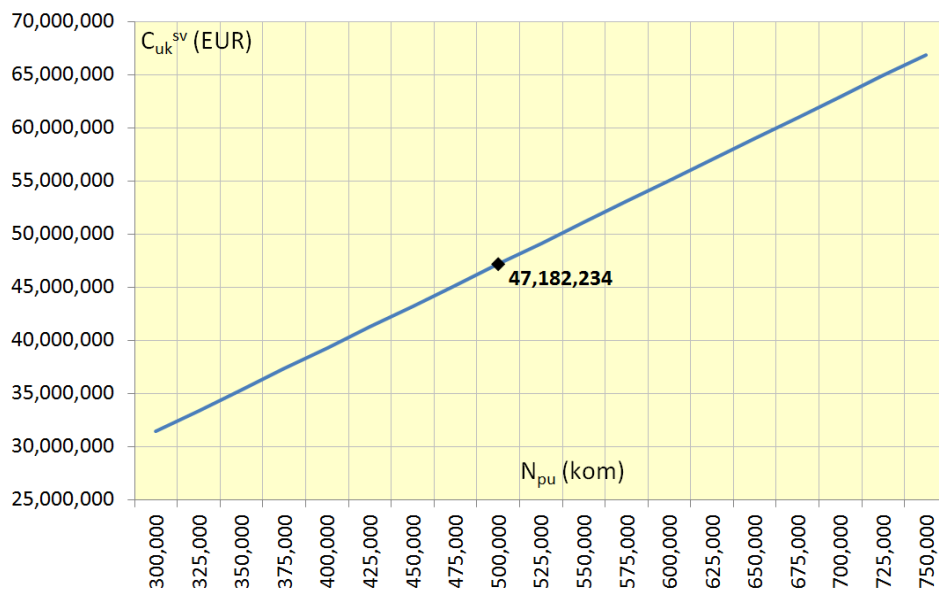
Slika X.10 Zavisnost svedenih godišnjih troškova od promene diskontne stope



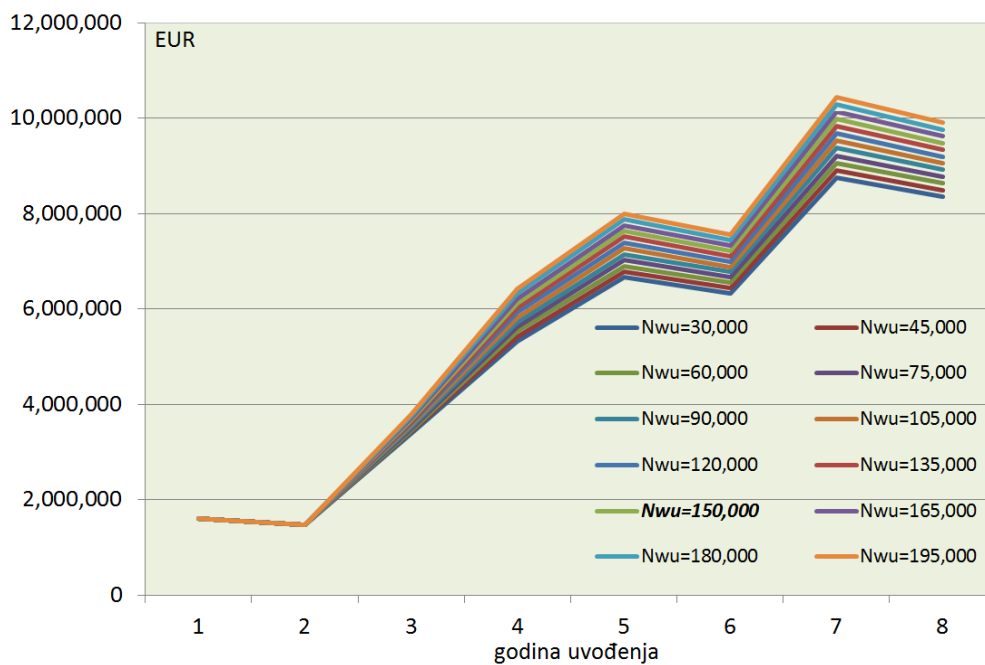
Slika X.11 Zavisnost svedenih ukupnih troškova od promene diskontne stope



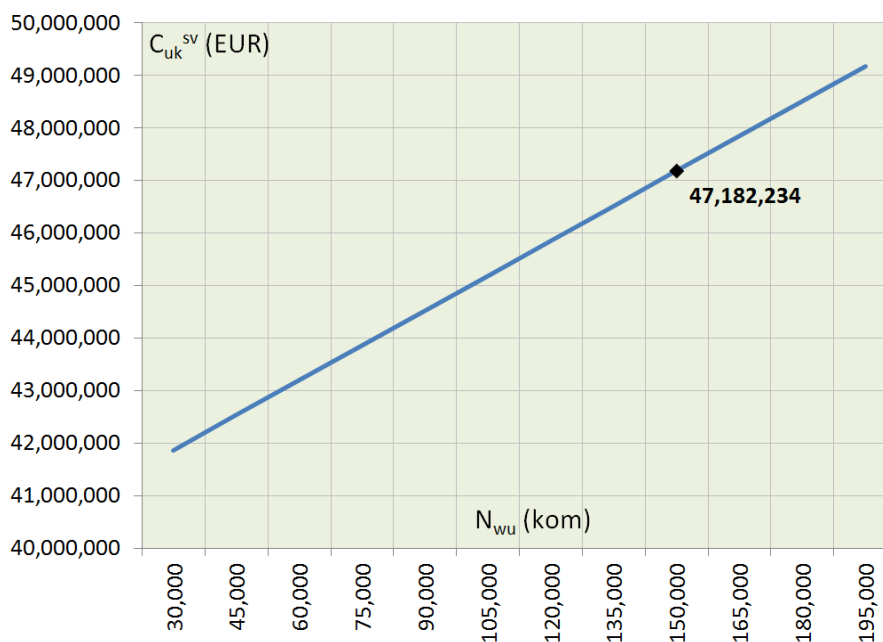
Slika X.12 Zavisnost svedenih godišnjih troškova od broja „pametnih“ utičnica



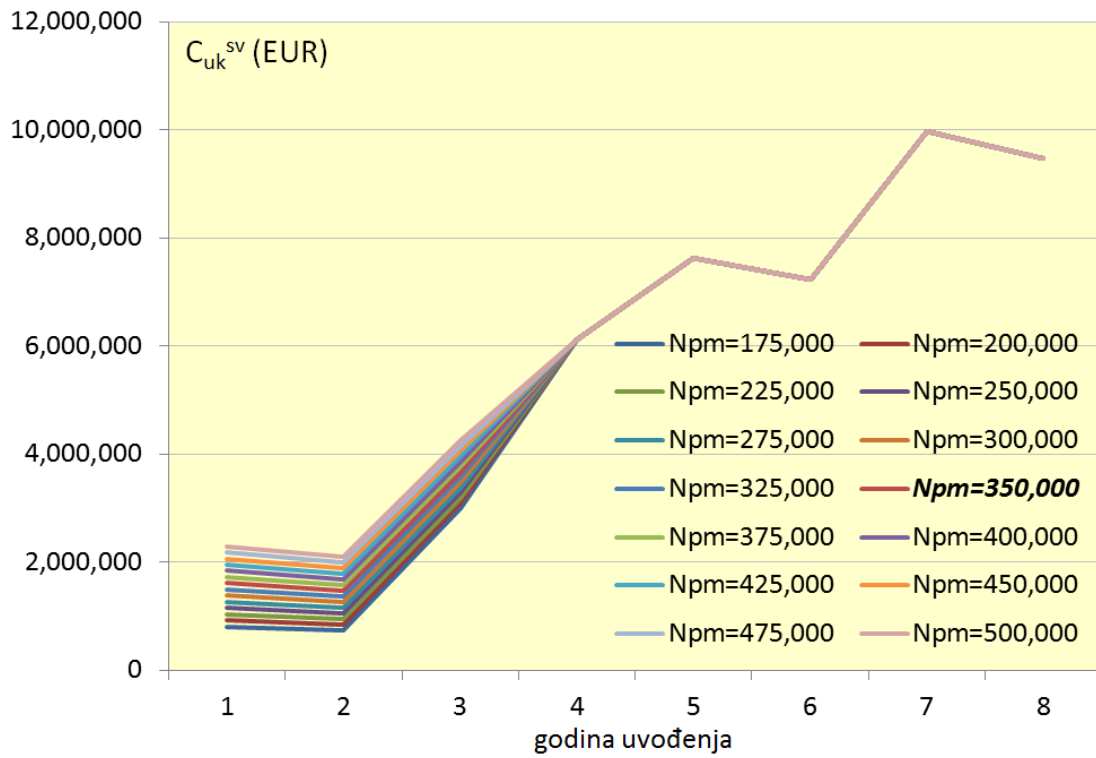
Slika X.13 Zavisnost svedenih ukupnih troškova od broja „pametnih“ utičnica



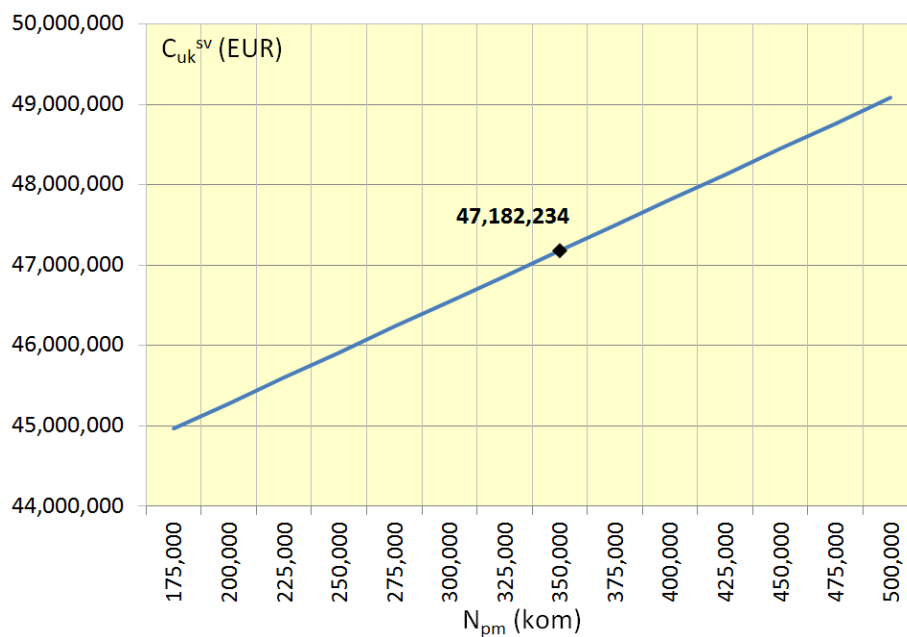
Slika X.14 Zavisnost svedenih godišnjih troškova od broja Wireless uređaja



Slika X.15 Zavisnost svedenih ukupnih troškova od broja Wireless uređaja

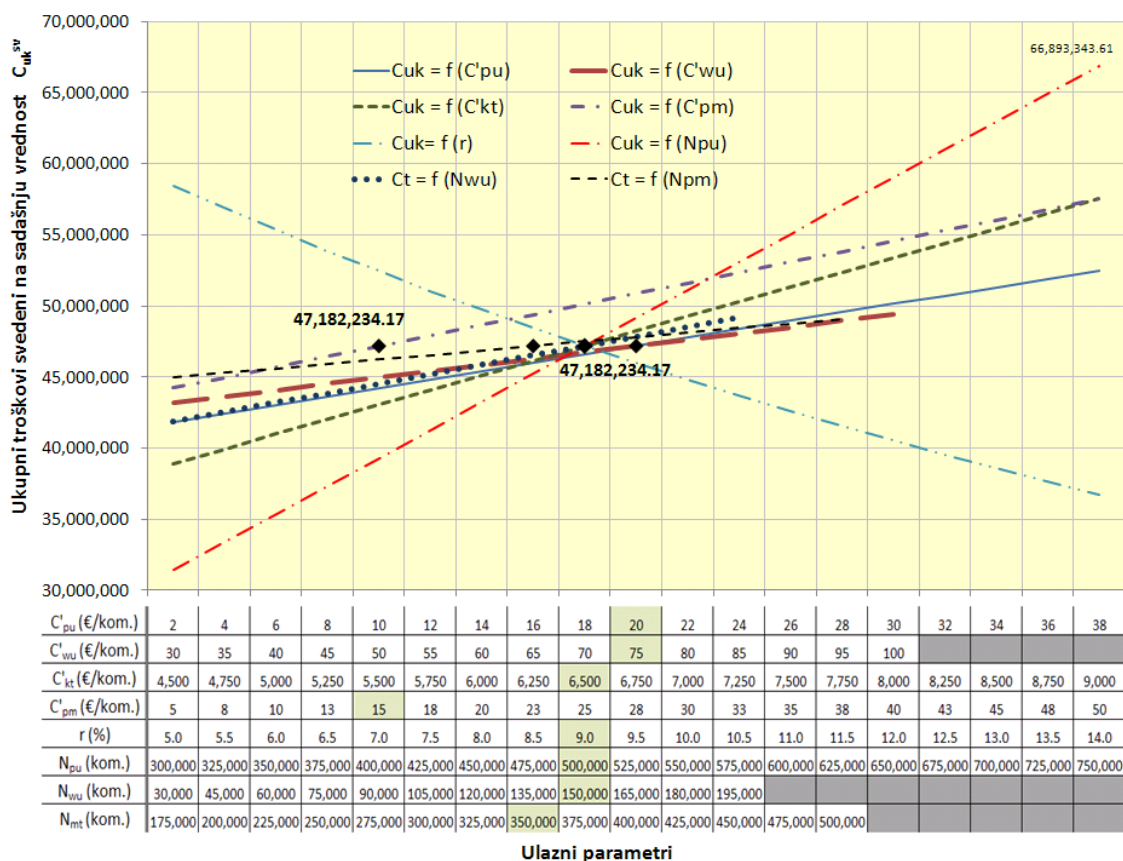


Slika X.16 Zavisnost svedenih godišnjih troškova od broja prijemnika MTK za zamenu i preprogramiranje



Slika X.17 Zavisnost svedenih ukupnih troškova od broja prijemnika MTK za zamenu i preprogramiranje

Kada se zavisnosti sa slika X.3, X.5, X.7, X.9, X.11, X.13, X.15 i X.17 objedine na jednom grafiku, na čijoj apscisi su paralelno prikazane veličine sa apscisa navedenih grafika, dobija se uporedni prikaz uticaja promena tih ulaznih parametara na iznos ukupnih troškova DSM/DR modula, svedenih na sadašnju vrednost, slika X.18. U tabelarnom prikazu promena ulaznih parametara, ispod apscise grafika sa ove slike, referentne vrednosti ulaznih parametara date su u svetlo zeleno obojenim poljima.



Slika X.18 Ukupni troškovi uvođenja DSM/DR programa, svedeni na sadašnju vrednost, u zavisnosti od promene ulaznih parametara, pojedinačno

Slika X.18 pokazuje da ukupan broj “pametnih” utičnica, N_{pu} , predstavlja najuticajniji ulazni parametar. Za pretpostavljeni maksimalan njihov broj (750.000 komada), sadašnja vrednost ukupnih troškova implementacije DSM/DR programa bila bi oko $66,9 \cdot 10^6$ €. Oni su za 41,77% viši od troškova ovog programa sračunatih za referentne vrednosti svih ulaznih parametara, ali su još uvek za 33,7% niži od investicionih troškova za izgradnju novih elektroenergetskih objekata. Stoga, pod bilo kojim od uslova prikazanih na slici X.18, pa i za najviše pretpostavljene vrednosti bilo kog od ulaznih parametara pojedinačno, kao i za najmanju usvojenu vrednost eskontne stope, r , DSM/DR program još uvek predstavlja bolju opciju od izgradnje novih kapaciteta.

X.2.3 Rezultati za maksimalne vrednosti ulaznih parametara

Za odabrane maksimalne vrednosti svih ulaznih parametara:

$$C'_{pu} = 38 \text{ €/kom}; C'_{wu} = 100 \text{ €/kom}; C'_{kt} = 9000 \text{ €/kom}; C'_{pm} = 50 \text{ €/kom};$$

$$N_{pu} = 750.000 \text{ kom}; N_{wu} = 195.000 \text{ kom}; N_{pm} = 500.000 \text{ kom};$$

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 113,216 miliona evra.

Dakle, samo u slučaju kada bi sve ulazne veličine bile na gornjoj granici svojih usvojenih opsega, a diskontna stopa minimalna, troškovi uvođenja odabranog DSM/DR programa bili bi veći od svedenih troškova za gradnju kapaciteta potrebnih u slučaju neprimenjivanja ovog programa. Prosečni pojedinačni troškovi sistema tada bi iznosili: po „pametnoj“ utičnici oko 150,95 €, a po kupcu oko 377,38 €.

XI ZAKLJUČCI

U ovoj disertaciji su istražene mogućnosti i efekti upravljanja opterećenjem i odziva potrošnje (DSM/DR) u okruženju „pametne“ elektroenergetske mreže, uključujući i okolnosti većeg upliva snažno fluktuirajuće proizvodnje električne energije iz distribuiranih obnovljivih izvora (V-RES).

Kao prvi preduslov za svrsishodno uvođenje DSM/DR programa i mera, ključno je raspoznavanje vrste i obima kapaciteta nekog konzuma za njih. U tom pogledu, ova disertacija je doprinela istraživanjem više metoda za utvrđivanje kapaciteta DSM/DR. Disertacija ukazuje na najefektivniju – metodu poređenja registrovanih profila opterećenja za iste (ili slične) datume sa oprečnim meteorološkim prilikama. Naime, ta praktična metoda, koristeći veoma pouzdane, a lako dostupne i raspoložive podatke sa SCADA, daje najpreciznije rezultate. Ona je primenjiva kako za manja napojna područja (srednjenaponskih vodova i transformatorskih stanica, TS), tako i za integralno konzumno područje neke elektrodistribucije. Metoda je u disertaciji izložena detaljno, a njena primena i rezultati ilustrovani na primerima iz „Elektrodistribucije Beograd“.

Na lokalnom nivou, koristeći primer jednog srednjenaponskog izvoda i jedne TS na njemu, u disertaciji je izložena i metodologija za utvrđivanje specifičnog kapaciteta DSM/DR, takođe na osnovu raspoloživih, registrovanih podataka. Ova veličina predstavlja vrednost promene vršne dnevne električne snage nekog konzumnog područja po jedinici promene srednje dnevne temperature. U analiziranom primeru, utvrđen je specifični kapacitet klima-uređaja na području posmatranog konzuma, na bazi podataka o temperaturama ambijenta i ostvarenim opterećenjima tokom dva vršna letnja meseca 2012. Prednost ove metode je ta, što specifični i ukupni kapacitet ovakvih uređaja lako mogu da se odrede, bez poznavanja njihovog broja i naznačenih snaga.

U tom, konkretnom trafo-rejonu, pretpostavljeno je i postojanje jedne distribuirane fotonaponske (PV) solarne mikro-elektre, agregirane od PV panela koji bi bili instalirani na krovovima zgrada napojenih sa ove TS. Simuliran je njihov rad, samostalan i u kombinaciji sa jednim, unapred definisanim DSM programom. On je modelovan u dve varijante – sa fiksnim i sa fleksibilnim dodatnim opterećenjem. Broj PV panela je takođe variran, kako bi se analizirao njegov uticaj na balansiranje opterećenja i na smanjenje gubitaka snage u mreži. Još jedan od glavnih doprinosa ove disertacije je u tome što je pokazano da, kao kriterijum za određivanje optimalnog broja V-RES jedinica, treba koristiti minimizaciju ukupnih gubitaka u posmatranoj mreži.

Ostali glavni rezultati obavljenih istraživanja, simulacija i analiza, predstavljenih u disertaciji, su sledeći:

- Predložena metodologija za procenu DSM/DR kapaciteta omogućava njihovu preciznu identifikaciju, bolje i prikladnije modelovanje konkretnih DSM/DR programa, 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. Pri korišćenju metode poređenja profila opterećenja za isti datum tokom više godina, potrebno je voditi računa o tipu dana (radni/neradni), tako da on ostane nepromenjen.

- Ukoliko snaga instaliranih V-RES jedinica iznosi do 30% od srednje vrednosti godišnjeg opterećenja napojenog područja, profili u realnom vremenu balansirano opterećenja imaju osetno manje fluktuacije od prvobitnih profila, bez V-RES. Ukoliko ovaj odnos prevazilazi oko 70%, fluktuacije i strmine rezultujućeg, balansirano opterećenja, sve intenzivnije rastu. Između tih vrednosti, rezultujuće fluktuacije opterećenja će ponekad biti manje, a ponekad veće od prvobitnih.
- Sa pogonom V-RES, gubici snage se generalno smanjuju, ali relativna vrednost ovog smanjenja dostiže neki vrhunac i sa sve širom primenom V-RES, ta vrednost počinje da opada. Stoga je, za svaki pojedinačni slučaj, potrebno odrediti optimalan broj V-RES jedinica, i to sa maksimalnim smanjenjem gubitaka snage u mreži, kao ciljnom funkcijom.
- Instaliranje V-RES jedinica na niskonaponskom (NN) nivou može uzrokovati inverzne tokove snage, obrnutu transformaciju u TS SN/NN i injektiranje energije natrag u srednjenaponsku (SN) mrežu. Primena nekog DSM/DR programa može da ublaži ovu pojavu i posledične probleme u vezi sa tokovima snaga, sa reagovanjem relejne zaštite, ili da opterećenje transformatora SN/NN učini bližim optimalnom. Naime, na konkretnom, analiziranom slučaju, potvrđeno je da DSM/DR mere i programi mogu da odigraju značajnu ulogu skladištenja energije, posebno u mrežama sa snažnim uplivom intermitentne distribuirane proizvodnje. Na taj način, DSM/DR može da smanji fluktuacije snage i strmine u profilima opterećenja i da doprinese optimizaciji rada mreže, uključujući i smanjenje gubitaka u njoj.
- Pri radu V-RES kombinovano sa „fiksni“ DSM modelom (kada se aktivira fiksni iznos dodatnog opterećenja), smanjenje gubitaka je slabije. Za manji broj PV panela čak dolazi i do povećanja gubitaka, u poređenju sa prvobitnim slučajem, bez V-RES i bez DSM. Pri kombinovanom radu V-RES sa sofisticiranim, fleksibilnim DSM modelom, smanjenje gubitaka snage je na približno istom nivou kao u slučaju isključivog angažovanja V-RES.
- Najbolji kandidati za DSM/DR programe su potrošači podvedeni pod projekte daljinskog očitavanja brojlâ (AMR) u elektrodistribucijama, pre svega zbog postojeće infrastrukture koja omogućava komunikaciju između potrošnje i Centra upravljanja isporučioaca električne energije.

Jedan od važnih zaključaka ove disertacije je, međutim, i sledeći: ukoliko AMR sistem nije dovoljno razvijen ili nije u zadovoljavajućoj meri pouzdan, za procene kapaciteta DSM/DR i za simulacije njegove i primene V-RES, bolje je koristiti dostupne i pouzdane podatke sa SCADA na SN nivou. Time će se dobiti precizniji rezultati, nego li korišćenjem podataka sa NN strane ili uzorkovanjem nedovoljnog broja potrošača, za koje ne možemo biti sigurni da li su tipični reprezentanti analiziranog konzuma.

SPISAK KORIŠĆENE LITERATURE I IZVORA PODATAKA, PO POGLAVLJIMA

LITERATURA za Poglavlje I (Uvod)

- [I.1] G. Valtorta et al, "Architecture and functional specifications of distribution and transmission control systems to enable and exploit active demand", CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011, Paper No. 1171
- [I.2] D. Federenciuc, "Actual preoccupations of Electrica regarding implementation of Smart metering / Smart grid pilot projects", DEMSEE 2012, Bucuresti
- [I.3] C. W. Gellings, „The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response“, The Fairmont Press, Inc., Lilburn, USA, 2009, Chapters: 7, 10, 12, 13
- [I.4] N. Belonogova, T. Kaipia, J. Lassila, J. Partanen, "Demand response: Conflict between distribution system operator and retailer", CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011, Paper No. 1085
- [I.5] M. Kavagic, A. Mavrogianni, D. Mumovic, A. Summerfield, Z. Stevanovic, M. Djurovic-Petrovic, "A review of bottom-up building stock models for energy consumption in the residential sector", Building and Environment - BLDG ENVIRON , vol. 45, no. 7, pp. 1683-1697, 2010
- [I.6] Govinda R. Timilsina, Ram M. Shrestha, "A general equilibrium analysis of potential demand side management programs in the household sector in Thailand", International Journal of Energy Sector Management, vol. 2, no. 4, pp. 570-593, 2008
- [I.7] Isamu Matsukawa, "The Effects of Information on Residential Demand for Electricity", Energy Journal - ENERGY J, vol. 25, no. 1, pp. 1-17, 2004
- [I.8] Isamu Matsukawa, Hiroshi Asano, Hitoshi Kakimoto, "Household Response to Incentive Payments for Load Shifting: A Japanese Time-of-Day Electricity Pricing Experiment", Energy Journal - ENERGY J, vol. 21, no. 1, pp. 73-86, 2000
- [I.9] Robert Bartels, Denzil G. Fiebig, "Residential End-Use Electricity Demand: Results from a Designed Experiment", Energy Journal - ENERGY J, vol. 21, no. 2, pp. 51-81, 2000
- [I.10] Massimo Filippini, "Swiss Residential Demand for Electricity by Time-of-Use: An Application of the Almost Ideal Demand System", Energy Journal - ENERGY J, vol. 16, no. 1, pp. 27-39, 1995
- [I.11] Zhi Zhou, Fei Zhao, Jianhui Wang, "Agent-Based Electricity Market Simulation With Demand Response From Commercial Buildings", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 2, no. 4, pp. 580-588, 2011
- [I.12] Joseph Eto, Suzie Kito, Leslie Shown, Richard Sonnenblick, "Where Did the Money Go? The Cost and Performance of the Largest Commercial Sector DSM Programs", Energy Journal - ENERGY J, vol. 21, no. 2, pp. 23-49, 2000
- [I.13] Nic Rivers, Mark Jaccard, "Combining Top-Down and Bottom-Up Approaches To Energy-Economy Modeling Using Discrete Choice Methods", Energy Journal - ENERGY J, vol. 26, no. 1, pp. 83-106, 2005
- [I.14] David S. Loughran, Jonathan Kulick, "Demand-Side Management and Energy Efficiency in the United States", Energy Journal - ENERGY J, vol. 25, no. 1, pp. 19-43, 2004
- [I.15] Franz Wirl, "Lessons from Utility Conservation Programs", Energy Journal – ENERGY J, vol. 21, no. 1, pp. 87-108, 2000

- [I.16] Jay Zarnikau, A Note: “Will Tomorrow's Energy Efficiency Indices Prove Useful in Economic Studies?”, Energy Journal - ENERGY J, vol. 20, no. 3, pp. 139-145, 1999
- [I.17] Thomas E. Hoff, “Identifying Distributed Generation and Demand Side Management Investment Opportunities”, Energy Journal - ENERGY J, vol. 17, no. 4, pp. 89-105, 1996
- [I.18] Adam B. Jaffe, Robert N. Stavins, “Energy-Efficiency Investments and Public Policy”, Energy Journal - ENERGY J, vol. 15, no. 2, pp. 43-65, 1994
- [I.19] Ingo Stadler, Aleksandra Sasa, “Demand side management as a solution for the balancing problem of distributed generation with high penetration of renewable energy sources”, International Journal of Sustainable Energy, vol. 23, no. 4, pp. 157-167, 2003
- [I.x]... Ostala literatura korišćena kao referentna za Poglavlje II

LITERATURA za Poglavlje II

- [II.1] N. Belonogova, T. Kaipia, J. Lassila, J. Partanen, Demand response: Conflict between distribution system operator and retailer, CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011, Paper No. 1085
- [II.2] ICCE Industrial Computer Control Engineering, Pilot projekat upravljanja opterećenjem zasnovanog na primeni naprednih (“smart”) brojila u PD EDB – I faza, Studija, 2012.
- [II.3] A. Z. Morch, I. Graabak, N. Feilberg, Results of monitoring of AMR systems in Norway: Analysis of metered data and definition of the performance parameters, CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 2009, Paper No. 0465
- [II.4] P-K. Cuvelier, P. Sommereyns, Proof of concept smart metering, CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 2009, Paper No. 0661
- [II.5] O. Devaux, P. Bredillet, F. Gorgette, C. Auneau, Optimizing distribution operation, control and development by using AMM data and infrastructure, CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 2009, Paper No. 0385
- [II.6] M. Cotti, R. Millan, Cervantes project and „Meters and More“: The state of the art of Smart metering implementation in Europe, CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011, Paper No. 0829
- [II.7] P. Scuro, Smart Info and Energy@home: The solution tool to address and assess customer participation to the energy market, CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011, Paper No. 0832
- [II.8] The InovGrid project – Towards smarter future, whitepaper, EDP, 2011
- [II.9] Smart metering wide pilot project in ČEZ Group, 11th HP Executive Energy Conference, 2011
- [II.10] G. Valtorta et al, Architecture and functional specifications of distribution and transmission control systems to enable and exploit active demand, CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011, Paper No. 1171

- [II.11] B. Buchholz, H. Frey, J. Stein, Information provision for smart distribution, CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 2009, Paper No. 0626
- [II.12] D. Federenciuc, Actual preoccupations of Electrica regarding implementation of Smart metering / Smart grid pilot projects, DEMSEE 2012, Bucuresti
- [II.13] D. Kim, W. Kim, S. Yang, Pilot Smart grid project in Jeju Island and KEPCO's AMI deployment, CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011, Paper No. 0261
- [II.14] P. Duvoor, U. Sachs, S. Natti, Migrating towards a smart distribution grid: state of the art, CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011, Paper No. 0578
- [II.15] Advanced Distribution Automation, Electric Power Research Institute, 2008 Portfolio, Available: mydocs.epri.com/docs/Portfolio/PDF/2008_P124.pdf
- [II.16] Michael LeMay, Rajesh Nelli, George Gross, and Carl A. Gunter, An Integrated Architecture for Demand Response Communications and Control, Hawaiian International Conference on System Sciences, Waikoloa Hawaii, January 2008.
- [II.17] R. Belhomme, R. Cerero Real de Asua, G. Valtorta, A. Paice, F. Bouffard, R. Rooth, A. Losi, June 2008, "ADDRESS – Active demand for the smart grids of the future", Proceedings CIRED Seminar 2008: Smart Grids for Distribution, Paper No. 0080, Frankfurt, Germany
- [II.18] N. Rajakovic, V. M. Shiljkut, S. Maksimovich, Load Profiles and Peak Loads Growth in Typical Consumption Areas – Possibilities of Their Recording by Remote Metering System, MedPower 7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, Agia Napa, Cyprus, 2010
- [II.19] S. M. Maksimovich, V. M. Shiljkut, Peak Load Forecasting Afterwards Its Intensive Reduction, PES IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 24, No. 3, July 2009, pp. 1552-1559.
- [II.20] Logica and Vaxjö Energy – Energikollen project, 2009, whitepaper
- [II.21] ZigBee Applications, DIGI Your M2M Expert, Available: <http://www.digi.com/technology/rf-articles/wireless-zigbee>
- [II.22] Alex Papalexopoulos, Distributed Computing and Stochastic Control for Demand Response in Mass Markets, Key-note speach and presentation, Med Power 2012 Conference, Cagliari, Italy, 2012
- [II.23] Alex Papalexopoulos, Jacob Beal, Steven Florek, Precise Mass-Market Energy Demand Management Through Stochastic Distributed Computing, IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: PP, Issue: 99, August 22nd, 2013, pp. 1-11
- [II.24] Yong Liang, David I. Levine, and Zuo-Jun (Max) Shen, Thermostats for the Smart Grid: Models, Benchmarks, and Insights, *The Energy Journal*, Vol. 33, No. 4., 2012 by the IAEE, pp. 61-95

LITERATURA za Poglavlje III

- [III.1] Dragutin Stanojević, Elektrodistribucija Beograda, Zemuna i Beogradskog kraja, EPS, JP Elektrodistribucija – Beograd, 2001, ISBN 86-902243-1-9, str. 164-167, str. 249, 250, str. 424-427.
- [III.2] Zbrička tehničkih preporuka ED Srbije, Knjiga II, Tehnička preporuka br. 13, Priklučci na niskonaponsku mrežu i električne instalacije u zgradama, Poglavlje 9: Upravljanje opterećenjem, str. 27-30 i slike 9.2.3.a i 9.2.3.b i 9.3 (str. 35-37), EPS – Direkcija za distribuciju električne energije, Beograd, 2001.
- [III.3] Vladimir Šiljkut, Sistem MTK – primena i mogućnosti (Potpoglavlje 3.4 Poglavlja 3: Merenje i obračun utrošene električne energije), rukopisni materijal o obračunskom merenju i prodaji električne energije, namenjen za predavanja studentima Više elektrotehničke škole u Beogradu, u okviru predmeta Distribucija i prodaja električne energije, 2003.
- [III.4] Slobodan Maksimović, Miladin Tanasković, Energetski efekti novog tarifnog sistema za prodaju električne energije, Savetovanje Juko CIREC, Vrnjačka Banja, 2002.
- [III.5] Tarifni sistem za obračun električne energije za tarifne kupce; odluke o njegovim izmenama („Službeni glasnik RS“, br. 1/07, 31/07, 50/07, 81/07, 21/08, 109/09, 100/10); prečišćen tekst dostupan na: <http://www.aers.rs/Files/TS/Preciscen/2007-08-24%20TS%20%20tarifni%20kupci%20EE%20SG%201-07%2031-07%2050-07%20i%2081-07%2021-08%20109-09%20100-10.pdf>
- [III.6] Metodologija za određivanje cene pristupa sistemu za distribuciju električne energije („Službeni glasnik RS“, br. 105/12, 84/13, 87/13); dostupno na: <http://www.aers.rs/FILES/Methodologije/2012-10-31%20Metodologija%20distribucija%20EE%20SG%20105-12.pdf>

LITERATURA I IZVORI PODATAKA za Poglavlje IV

- [IV.1] Guy R. Newsham, Benjamin J. Birt, Ian H. Rowlands: “A comparison of four methods to evaluate the effect of a utility residential air-conditioner load control program on peak electricity use”, *Energy Policy*; Vol. 39, No. 10; 2011; p.p. 6376-6389; ISSN: 0301-4215
- [IV.2] Yong Liang, David I. Levine, and Zuo-Jun (Max) Shen, Thermostats for the Smart Grid: Models, Benchmarks, and Insights, *The Energy Journal*, Vol. 33, No. 4., 2012 by the IAEE.
- [IV.3] METEOS, podaci sa merne stanice na Trošarini, Voždovac, Beograd, o petominutnim brzinama vetra i ostalim meteorološkim parametrima tokom 2012; dostupno na <http://www.meteos.rs/>, uz dozvolu Branka Sparavala
- [IV.4] Slobodan Maksimović, Zavisnost vršne snage konzumnog područja JP „Elektrodistribucija-Beograd“ od meteoroloških parametara, 27. Savetovanje Juko CIGRE, Zlatibor, 2005.

- [IV.5] Dragutin Stanojević, Efektivna temperatura i njeno korišćenje za prognoziranje vrednosti električne snage i energije, časopis „Elektrodistribucija“ br. 2, 1986.
- [IV.6] Dušan Vukotić i ostali, Godišnji izveštaj o opterećenju elemenata mreže u toku zimskog perioda 2012/2013. godine, Beograd, maj 2013.
- [IV.7] Slobodan Maksimovich, Vladimir M. Shiljkut, Methods for electrical power losses evaluation in electricity distribution networks, CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution Prague, 2009, Paper 0011.
- [IV.8] Shiljkut, V. M, Rajakovic, N. Lj, Demand response capacity estimation in various supply areas, *Energy* (2015), ISSN: 0360-5442, dostupno on line od 29.5.2015. na: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.007>

IZVORI podataka za proračune iz Poglavlja V

- [V.1] Podaci o potrošnjama kupaca iz kategorije „Široka potrošnja“, grupa „Domaćinstva“, preuzeti iz EDB baze podataka aplikacije „Domaćinstva“
- [V.2] Podaci o potrošnjama virmanskih kupaca, preuzeti iz EDB baze podataka aplikacije „Virmani“
- [V.3] Podaci o TS 10/0,4 kV iz Tehničkog informacionog sistema (TIS) EDB i o kupcima napojenim sa njih, preuzeti iz baze podataka aplikacije IPS SDU
- [V.4] Grafički podaci o uklopnom stanju i topologiji mreže SN EDB, preuzeti iz aplikacije Full Screen
- [V.5] Podaci sa SCADA EDB o hronološkim 15-minutnim opterećenjima izvoda SN, TS x/10 kV i konzuma EDB (bez Mladenovca i direktnih potrošača), preuzeti iz baze podataka aplikacije WinMer
- [V.6] Dušan Vukotić i ostali, godišnji izveštaji o opterećenju elemenata mreže u toku zimskog perioda za sezone 2012/2013, 2011/2012, 2010/2011, 2009/2010, itd.
- [V.7] Podaci o kupcima podvedenim pod AMR sistem EDB i o njihovim potrošnjama i hronološkim dijagramima opterećenja, prikupljeni iz baze podataka pratećeg softvera za AMR.

LITERATURA za Poglavlje VI

- [VI.1] D. Misovic, D. Kovacevic, S. Milosavljevic, S. Maksimovic, V. Shiljkut, *Remote Monitoring of Power Transformers Thermal Image*, CIRED Workshop on Integration of Renewables into the Distribution Grid, Lisbon, Portugal, 2012, paper No. 045
- [VI.2] D. Misović, D. Kovačević, S. Milosavljević, S. Škundrić, S. Maksimović, V. Šiljkut, *Uređaj termičke zaštite i monitoringa distributivnih transformatora*, 31. Savetovanje Juko CIGRE, Zlatibor, 2013.
- [VI.3] IEC 354 'Loading guide for oil immersed transformers', Second edition, 1991

- [VI.4] IEC 60076-7 Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers, 2005
- [VI.5] Z. Radakovic, Dj. Kalic, 1997: “Results of a novel algorithm for the calculation of the characteristic temperatures in power oil transformers”, *Electrical Engineering*, vol. 80, pp. 205-214.
- [VI.6] Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council, Chapter VI, Article 25, par. 7, pp. 78, 13.7.2009, dostupno na: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF>
- [VI.7] N. Rajakovic, V. Shiljkut, D. Misovic, S. Milosavljevic, *Power Transformer Monitoring and AMR System Support for Combined Operation of Distributed RES and Demand Side Management*, CIRED Workshop on Challenges of Implementing Active Distribution System Management, Rome, Italy, 2014, paper No. 103
- [VI.x] Odabrana literatura iz prethodnih poglavlja

LITERATURA I IZVORI PODATAKA za Poglavlje VII

- [VII.1] Yong Liang, David I. Levine, and Zuo-Jun (Max) Shen, Thermostats for the Smart Grid: Models, Benchmarks, and Insights, *The Energy Journal*, Vol. 33, No. 4., 2012 by the IAEE, pp. 61-95
- [VII.2] Alex Papalexopoulos, Jacob Beal, Steven Florek, Precise Mass-Market Energy Demand Management Through Stochastic Distributed Computing, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Volume: PP, Issue: 99, August 22nd, 2013, pp. 1-11
- [VII.3] Alex Papalexopoulos, Distributed Computing and Stochastic Control for Demand Response in Mass Markets, Key-note speech and presentation, Med Power 2012 Conference, Cagliari, Italy, 2012
- [VII.4] J. Nahman, V. Mijailović, Razvodna postrojenja, *Akadska misao*, Beograd, 2005, str. 32
- [VII.5] Podaci o snagama proizvodnje solarne (PV) elektrane na krovu Škole „Rade Končar“ u Beogradu; dostupno na: <http://www.piko-solar-portal.de/PlantViewCharts.aspx>
- [VII.6] Podaci sa SCADA EDB o hronološkim 15-minutnim opterećenjima izvoda 10 kV br. 26 u TS 35/10 kV „Dušanovac“, od 1.1.2012. do 31.12.2012, preuzeti iz baze podataka aplikacije *WinMer*
- [VII.7] Podaci o TS 10/0,4 kV iz Tehničkog informacionog sistema (TIS) EDB i o kupcima napojenim sa njih, preuzeti iz baze podataka aplikacije IPS SDU
- [VII.8] Podaci o kupcima podvedenim pod AMR sistem EDB, prikupljeni iz baze podataka pratećeg softvera za AMR
- [VII.9] METEOS, podaci sa merne stanice na Trošarini, Voždovac, Beograd, o petominutnim vrednostima temperature vazduha i ostalim meteorološkim parametrima tokom 2012; dostupno na <http://www.meteos.rs/>, uz dozvolu Branka Sparavala

LITERATURA za Poglavlje VIII

- [VIII.1] Slobodan Maksimović, Miladin Tanasković, Energetski efekti novog tarifnog sistema za prodaju električne energije, Savetovanje Juko CIRED, Vrnjačka Banja, 2002.
- [VIII.2] S. Maksimovich, V. M. Shiljkut, *The Peak Load Forecasting Afterwards Its Intensive Reduction*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 3, July 2009, pp. 1552-1559.

LITERATURA za Poglavlje IX

- [IX.1] S. Maksimovich, V. M. Shiljkut, *The Peak Load Forecasting Afterwards Its Intensive Reduction*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 3, July 2009, pp. 1552-1559.
- [IX.2] H. L. Willis, *Spatial Electric Load Forecasting*, Marcel Dekker, Inc., New York-Basel-Hong Kong, USA-Switzerland-China, 1996, pp. 175-178.
- [IX.3] H. L. Willis, *Power Distribution Planing Reference Book*, Marcel Dekker inc, New York-Basel-Hong Kong, USA-Switzerland-China, 1997, pp. 614 – 650.
- [IX.4] H. L. Willis, *Spatial Electric Load Forecasting*, Marcel Dekker, Inc., New York-Basel-Hong Kong, USA-Switzerland-China, 1996, pp. 141-184.
- [IX.5] E. A. Feinberg, D. Genethliou, *Load Forecasting*, Chapter 12 of *Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems: Optimization, Control, and Computational Intelligence* (J. H. Chow, F.F. Wu, and J.J. Momoh, eds.), Springer, pp. 269-285, 2005.
- [IX.6] *Electric Load Forecast 2005/06 to 2025/26*, BC Hydro, British Columbia (2005, Dezember) [Online]. Chapter 4: *Forecast Process and Methodologies*, pp. 7-10. Available: http://wwbchydro.com/rx_files/policies/policies18392.pdf
- [IX.7] H. L. Willis, R.W. Powell, "Load Transfer Coupling Regression Curve Fitting for Distribution Load Forecasting," *IEEE Trans. Power Apper. Syst.*, Vol/Issue: PAS-103:5, pp. 1070-1076, May 1984.
- [IX.8] E. A. Feinberg, D. Genethliou, J. T. Hajagos, "Statistical Load Modeling," *Power and Energy Systems, Proceedings of the Seventh IASTED International Multi-Conference*, Palm Springs, CA, February 24-26, pp. 88-91, 2003.
- [IX.9] E. A. Feinberg, D. Genethliou, J. T. Hajagos, "Load Pocket Modeling," *Power and Energy Systems, Proceedings of the Second IASTED International Conference*, Crete, Greece, June 25-28, pp. 50-54, 2002.
- [IX.10] L. Marshall, T. Gorin, S. ender and B. B. Blevins, *Final Staff Forecast of 2008 Peak Demand*, California Energy Commission, (2007, June) [Online]. Available: <http://energy.ca.gov/2007publications/CEC-200-2007-006/CEC-200-2007-006-SF.PDF>
- [IX.11] S. A. Soliman, R. A. Alammari, M. E. El-Hawary, H. K. Temraz, "Long-Term Electric Peak Load Forecasting for Power System Planning: A Comparative Study," *The Arabian Journal for Science and Engineering*, vol. 29, Number 1B, pp. 85-94, Apr. 2004.
- [IX.12] *Load Forecast 2003-2011*, NB Power, New Brunswick (2002, February) [Online], page 7, Fig.4; pp. 11-20, Forecast Methodology. Available: <http://www.nbpower.com/en/nuclear/regulatory/LoadForecast.pdf>

- [IX.13] Slobodan Maksimović, Vladimir Šiljkut, *Indeks rasta vršne snage grupe domaćinstava kao faktor strategije razvoja mreže*, 28. Savetovanje Juko CIGRE, Vrnjačka Banja, 2007.
- [IX.14] K. M. El-Naggar, K. A. Al-Rumaih, "Electric Load Forecasting Using Genetic Based Algorithm, Optimal Filter Estimator and Least Error Squares Technique: Comparative Study," *Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology*, vol. 6, pp. 138-142, June 2005, ISSN 1307-6884.
- [IX.15] S. Maksimovich, V. M. Shiljkut, "Consumption Area of "Elektrodistri-bucija Beograd" Peak Load Forecast Regarding the Effects of New Tariff System," *CIREĐ 19th International Conference on Electricity Distribution*, Vienna, Austria, 2007.
- [IX.16] V. M. Shiljkut, S. Maksimovich, "An Alternative Methodology for Peak Load Forecast in an Assigned Area Regarding the Effects of New Tariff System", *CIREĐ 19th International Conference on Electricity Distribution*, Vienna, Austria, 2007.
- [IX.17] Slobodan Maksimović, Vladimir Šiljkut, *Prognoza vršne snage TS X/10 kV uz uvažavanje efekata novog Tarifnog sistema*, 27. Savetovanje Juko CIGRE, Zlatibor, 2005.
- [IX.18] A. Watson, R. A. Weller, "Temperature Correction Factor Applied to Substation Capacity Analysis," *CIREĐ 18th International Conference on Electricity Distribution*, Turin, Italy, 2005.
- [IX.19] *Load Forecasting and Analysis*, PJM Manual 19, Revision 13, Capacity Adequacy Planning, Pennsylvania-New Jersey-Maryland 2008, [Online]. Section 3: *PJM Load Forecast Model*, pp. 9-10; Section 4: *Weather Normalization and Coincident Peaks*, pp. 19-20. Available: <http://www.pjm.com>
- [IX.20] T. Matsui, T. Iizaka, Y. Fukuyama, "Peak Load Forecasting Using Analizable Structured Neural Network," IEEE PES Winter Meeting, Columbus, Ohio USA, Jan. 28 – Feb. 1, 2001.
- [IX.21] C-L. Hor, S. J. Watson, S. Majithia, "Analyzing the Impact of Weather Variables on Monthly Electricity Demand," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, No. 4, pp. 2078-2085, Nov. 2005.

LITERATURA za Poglavlje X

- [X.1] Alex Papalexopoulos, Jacob Beal, Steven Florek, Precise Mass-Market Energy Demand Management Through Stochastic Distributed Computing, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Volume: PP, Issue: 99, August 22nd, 2013, pp. 1-11
- [X.2] Yong Liang, David I. Levine, and Zuo-Jun (Max) Shen, Thermostats for the Smart Grid: Models, Benchmarks, and Insights, *The Energy Journal*, Vol. 33, No. 4., 2012 by the IAEE, pp. 61-95
- [X.3] Gilbert M. Masters: Renewable and Efficient Electric Power Systems, John Wiley & Sons, Inc., 2004

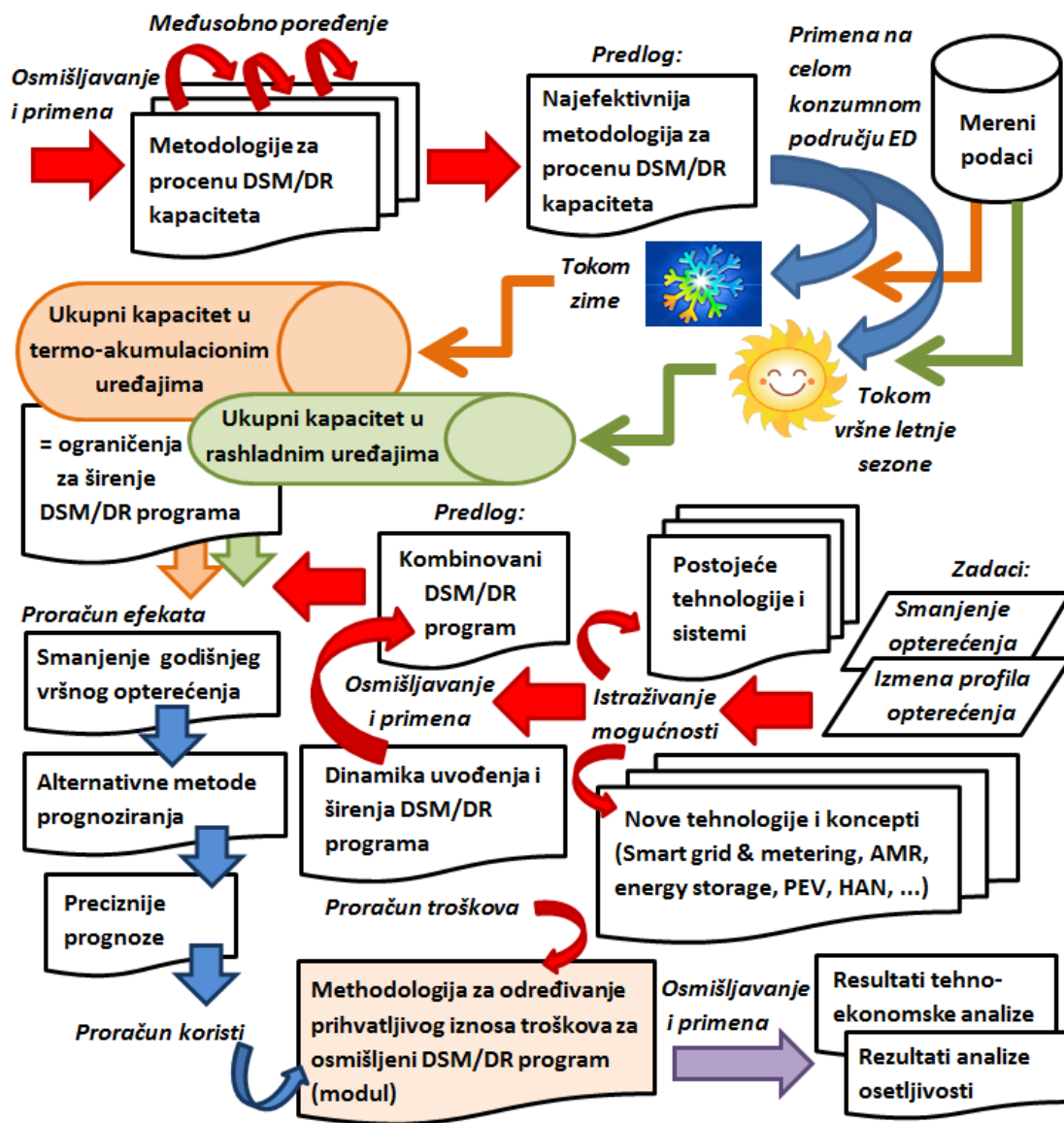
Skraćenice korišćene u tekstu, na slikama i u tabelama

<i>Skraćenica</i>	<i>Značenje - engleski original</i>	<i>Značenje - srpski prevod</i>
AD	Active Demand	Aktivna potrošnja
ADA	Advanced Distribution Automation	Napredna automatizacija distribucije
ADMS	Advanced Distribution Management System	Sistem upravljanja naprednom distribucijom
ADNA	Advanced Distribution Network Analysis	Analiza napredne distributivne mreže
AMI	Advanced Metering Infrastructure	Napredne merne infrastrukture
AMM	Automated Metering Management	Automatsko upravljanje merenjem
AMR	Automatic Meter Reading	Automatsko očitavanje brojila
AVC	Analog Voice Channel	Analogni tonski kanal
AVR	Automatic Voltage Regulator	Automatski regulator napona
BAS	Building Automation System	Sistem automatizacije zgrada
B-EMS	Building Energy Management System	Sistem upravljanja energijom u zgradama
BESS	Battery Energy Storage System	Sistem punjenja AKU baterija
BMS	Battery Management System	Sistem upravljanja AKU baterijama
BPSK	Binary-phase Shift Keying	Signal u satelitskoj navigaciji
CA	Customer Automation	Automatizacija potrošača
CAN	Control Area Network	Mreža kontrolnog područja
CC	Control Centre	Centar upravljanja
CHP	Co-generated Heat and Power	Kogeneracija toplote i električne energije
CIM	Common Information Model	Zajednički informacioni model
CIS	Customer Information System	Informacioni sistem o potrošačima
COSEM	Companion Specification for Energy Metering	Prateća specifikacija za merenje energije
CPU	Central Processor Unit	Centralna procesorska jedinica
CRM	Customer Relation Management	Upravljanje odnosima sa potrošačima
DCU	Data Concentrator Unit	Koncentrator podataka
DDC	Data Distribution Center	Centar distribuiranih podataka
DEM	Dynamic Energy Management	Dinamičko upravljanje energijom
DER	Distributed / Dispersed Energy Resources	Distribuirani / rasuti energetske izvori
DG	Distributed Generation	Distribuirana proizvodnja električne energije

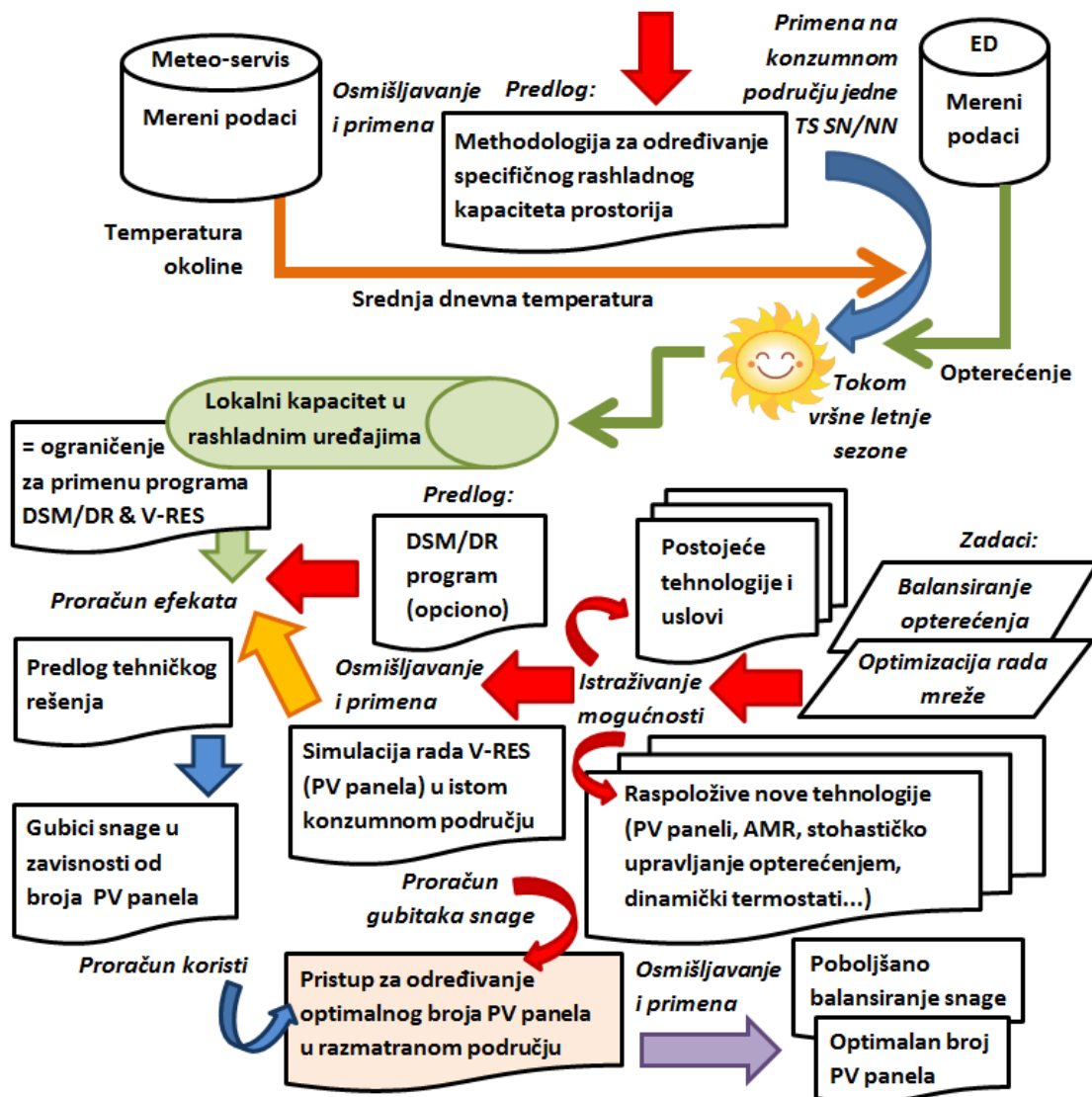
<i>Skraćenica</i>	<i>Značenje - engleski original</i>	<i>Značenje - srpski prevod</i>
DLC	Distribution Lines Carrier / Communication	Prenos / komunikacije distributivnim vodovima
DLMS	Data Link Management System	Sistem upravljanja vezama podataka
DMS	Distribution Management System	Sistem upravljanja distribucijom
DNA	Distribution Network Analysis	Analiza distributivne mreže
DNP	Distributed Network Protocol	Protokol distribuirane mreže
DR	Demand Response	Odziv potrošnje
DSE	Distribution State Estimator	Distributivni estimator stanja
DSM	Demand Side Management	Upravljanje potrošnjom/opterećenjem
DSO	Distribution System Operator	Operater distributivnog sistema
EIP	Energy Information Portal	Energetski informacioni portal
EIS	Energy Information System	Energetski informacioni sistem
EMCS	Energy Management Control System	Kontrolni sistem upravljanja energijom u zgradama
EMS	Energy Management System	Sistem upravljanja energijom
EVC	Electrical Vehicle Charger	Punjač električnog automobila
FA	Feeder Automation	Automatizacija voda
F-EMS	Fabric Energy Management System	Sistem upravljanja energijom u fabrikama
FSK	Frequency-shift Keying	Metod prenosa digitalnih signala pomerajem frekvencije (frekventnom modulacijom)
GPRS	General Packet Radio Service	Tehnologija prenosa podataka kroz mobilnu mrežu
GSM	Global System for Mobile Communications	Globalni sistem mobilnih komunikacija (tehnologija celularnih telefona)
HAN	Home Area Network	Mreža kućnog područja
HEMS	Home Energy Management System	Sistem upravljanja energijom u domaćinstvima
HN	Home Network	Kućna mreža
ICT	Information and Communication Technology	Informacione i komunikacione tehnologije
IED	Intelligent Electronic Device(s)	Inteligentni elektronski uređaj(i)
IHD	In-Home Display	Kućni displej
IP	Information Portal	Informacioni portal
ISO	Independent System Operator	Nezavisni operater sistema
LVC	Low Voltage Concentrator	Niskonaponski koncentrator
MDMS	Meter Data Management System	Sistema upravljanja mernim podacima

<i>Skraćenica</i>	<i>Značenje - engleski original</i>	<i>Značenje - srpski prevod</i>
MGA	Meter Gateway Architecture	Ulazna arhitektura brojila
MID	Multiple Interface Device	Uređaj višestrukog interfejsa
MMS	Meter Management System	Sistem upravljanja brojilima el. en.
NAN	Neighborhood Area Network	Mreža područja susedstva
NIS	Network Information System	Mrežni informacioni sistem
OLT	On-Load Tap Changer	Regulator napona pod opterećenjem (na transformatoru)
OMS	Outage Management System	Sistem upravljanja kvarovima
PCCS	Power Consumption Consulting Service	Konsultantske usluge u vezi potrošnje električne energije
PCS	Power Conditioning System	Sistem podešavanja snage (energije)
PHEV	Plug-In Hybrid Electrical Vehicle	Utični hibridni električni automobil
PLC	Power Lines Carrier/Communication	Prenos podataka energetske vodovima
POD	Point of Delivery	Tačka isporuke
PSTN	Public Switched Telephone Network	Javna automatska telefonska mreža
PV	Photovoltaics	Fotonaponski izvori (paneli)
RC	Recloser	Riklouzer (uklopnik, daljinski APU)
RES	Renewable Energy Sources	Obnovljivi izvori energije
RTP	Real-Time Pricing	Tarifiranje u realnom vremenu
SA	Substation Automation	Automatizacija TS
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	Upravljanje nadzorom i prikupljanjem podataka
SCM	System Control and Monitoring	Upravljanje i nadzor nad sistemom
SDG	Smart Distribution Grid	“Pametna” distributivna mreža
SS	Substation	Transformatorska stanica, skr. TS
STATCOM	Static Synchronous Compensator	Statički sinhroni kompenzator
TCP	Transmission Control Protocol	Protokol upravljanja prenosom (podataka)
TCS	Trouble Call System	Sistem prijave kvara
TLC	Telecommunication Line Controller	Kontroler telekomunikacione linije
TRS	Trunked Radio System	Radio sistem
TSO	Transmission System Operator	Operater prenosnog sistema
USB	Universal Serial Bus	Univerzalna serijska magistrala
VPP	Virtual Power Plant	Virtuelna elektrana
WPAN	Wireless Personal Area Network	Bežična mreža ličnog područja
WTG	Wind-Turbine Generator	Turbinski vetrogenerator
ZDO	ZigBee Device Object	Objekat ZigBee uređaja

ALGORITMI SPROVEDENIH ISTRAŽIVANJA



Slika D.II.1 Algoritam istraživanja sprovedenog na studiji slučaja celog konzumnog područja „Elektrodistribucije Beograd“



Slika D.II.2 Algoritam istraživanja sprovedenog na studiji slučaja konzumnog područja jedne TS 10/0,4 kV u Beogradu

BIOGRAFIJA

Vladimir M. Šiljkut je rođen 1966. u Beogradu. Diplomirao je na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu 1994, na Odseku Energetike, smer Elektroprivreda, sa prosečnom ocenom 7,88. Diplomski rad iz oblasti projektovanja reflektorskog osvetljenja i njegovog napajanja, odbranio je sa ocenom 10.

Od 1995. do 2013. radio je u „Elektrodistribuciji Beograd“ (EDB), na poslovima projektovanja, planiranja elektrodistributivnih objekata svih naponskih nivoâ, razvoja i istraživanja i rukovodio radom Laboratorije za merne i uklopne uređaje, osmislivši njenu revitalizaciju i modernizaciju, 2002/03. Rukovodio je i Centrom za integrisani sistem menadžmenta (2010-2013), kada su u EDB uvedena, dokumentovana i sertifikovana četiri sistema menadžmenta i akreditovano i ovlašćeno Kontrolno telo EDB za overavanje brojila električne energije. Oktobra 2013. prelazi u Direkciju za distribuciju električne energije JP „Elektroprivreda Srbije“ (EPS), u kojoj je rukovodio Sektorom za trgovinu i odnose sa tarifnim kupcima. Maja 2015. prelazi u novoformirani Sektor za ključne korporativne projekte EPS. Trenutno rukovodi Projektom smanjenja gubitaka u elektrodistributivnoj mreži i unapređenja tokova gotovine u Operateru distributivnog sistema.

Od 1999. do 2002. Vladimir Šiljkut je volonterski radio projekte električnih instalacija i autonomnih sistemâ napajanja u Kareji, na Svetoj Gori. Tokom 2001. i 2002. organizovao je i predvodio ekipe iz EDB koje su ove projekte realizovale. Koautor je i Projekta izvedenog stanja el. instalacija i napojne mreže manastira Hilandar (1999).

Od 2003. do 2014. je radio i kao honorarni, spoljni stručni saradnik na Visokoj školi elektrotehnike i računarstva strukovnih studija u Beogradu.

Autor je i koautor pet članaka objavljenih u domaćim časopisima, tri u stranim časopisima sa SCI liste, kao i više stručnih radova sa konferencijâ i radionicâ (16 sa međunarodnih i 34 rada sa domaćih). Ovi radovi su iz oblasti metodâ prognoze opterećenja, optimalnog planiranja mreže, procene gubitaka u njoj, obnovljivih izvora energije, autonomnih sistema napajanja, energetskih transformatora, metrologije i dr. Koautor je Zbirke rešenih problema iz distribucije i prodaje električne energije (Akademijski klub, Beograd, 2006).

Aktivan je član stručnih komiteta CIRED Srbije, STK 1 – Elektrodistributivna postrojenja i vodovi, i STK 6 – Planiranje i razvoj distributivnih mreža.