

## Uticaj potrošača na održivu dekarbonizaciju budućeg elektroenergetskog sistema

Vladimir M. Šiljkut<sup>1</sup>,

<sup>1</sup> Javno preduzeće Elektroprivreda Srbije, Balkanska 13, 11000 Beograd, Srbija  
[vladimir.siljkut@eps.rs](mailto:vladimir.siljkut@eps.rs)

**Kratak sadržaj:** Zaštita životne sredine i održivi razvoj uslovljavaju kvalitativni pomeraj ka čistijim tehnologijama u oblasti elektroenergetike. Zemljama sa proizvodnjom električne energije iz fosilnih goriva upitna je buduća energetska nezavisnost i sigurnost snabdevanja krajnjih korisnika. Stoga je neophodno istražiti sve moguće opcije budućeg razvoja, ne samo kao međusobno alternativne, nego i uvažavajući njihov sinergijski potencijal u nadoknađivanju deficita električne energije koji će nastati gašenjem elektrana na fosilna goriva. Potrebno je međusobno usaglasiti razvoj i primenu različitih rešenja. Na primer, veliki udeo obnovljivih izvora energije sa izrazito varijabilnom proizvodnjom, bez prisustva značajnih kapaciteta za skladištenje energije ili drugih izvora koji mogu kompenzovati ove brze fluktuacije snage, uzrokuje probleme u balansiranju sistema i narušavanje njegove fleksibilnost i stabilnosti. Među nosećim stubovima sigurnog i dekarbonizovanog elektroenergetskog sistema posebna pažnja biće posvećena mogućoj ulozi i doprinosu potrošača; povećanju njihove energetske efikasnosti, korišćenju toplotnog kapaciteta zgrada, odzivu potrošnje i direktnom upravljanju potrošnjom.

**Ključne reči:** dekarbonizacija, fosilna goriva, kapacitet, odziv, potrošnja, proizvodnja

### 1. Uvod – opis problema

Jedan od glavnih ciljeva koje je EU postavila poslednjih godina je smanjenje emisije CO<sub>2</sub> do 2030. godine za 40% u poređenju s emisijama iz 1990. i „nulta emisija“ CO<sub>2</sub> do 2050. Ovakvi ciljevi podrazumevaju dekarbonizaciju energetske sektora, poboljšanje energetske efikasnosti i značajno učešće obnovljivih izvora energije (OIE) u proizvodnji energije.

Takva transformacija energetskeg sektora iziskuje izuzetno visok nivo investicija. Osim toga, politika zaštite životne sredine dovela je poslednjih godina do uvođenja taksi na emisije CO<sub>2</sub>, što je dodatno povećalo operativne troškove i ukupne cene električne energije, a - s druge strane - smanjilo profit termoelektrana (TE) čiji se rad bazira na fosilnim gorivima. Ova činjenica u posebno težak položaj dovodi zemlje koje se oslanjaju na ove vrste primarnih energenata. Na primer, TE u Srbiji, koje predstavljaju 51,6% ukupnog instalisanog proizvodnog kapaciteta, sa proizvodnjom električne energije zasnovanom na niskokaloričnom lignitu, u 2019. godini obezbedile su čak 66% električne energije proizvedene na nacionalnom nivou; udeo proizvodnje električne energije na uglj u krajnjoj potrošnji na nacionalnom nivou bio je još veći, i iznosio je čak 87% [1]. Da bi se ispunili sve stroži zahtevi propisani regulativom EU o životnoj sredini, moraju se izgraditi veoma skupi sistemi i postrojenja (i po kapitalnim i po operativnim troškovima), poput elektrostatičkih filtera za odvajanje čestica, odsumporavanja dimnih gasova, redukcija azotnih oksida, kao i sprovesti rekonstrukcije ili čak ponovna izgradnja sistemâ za prečišćavanje otpadnih voda, za transport i odlaganje pepela, šljake i gipsa, kao i proširenje i rehabilitacija njihovih deponija. Pri tome, reč je o investicionim ulaganjima koja se, po prirodi stvari, neće vratiti, jer je reč o postrojenjima i sistemima koja se ni ne grade zbog profita i ušteda po sebi, nego prvenstveno zbog stvaranja tehničko-tehnoloških preduslova za ispunjavanje standardâ i propisâ u oblasti ograničenja emisija štetnih materija, a radi pukog omogućavanja nastavka rada ovakvih elektrana.

Sve ovo će u budućnosti dodatno povećati troškove proizvodnje električne energije iz primarnih fosilnih goriva, odnosno cenu proizvedenog kWh (MWh). U takvim okolnostima, ključno strateško pitanje je da li proizvodnja električne energije iz ovakvih TE uopšte može biti konkurentna u budućnosti? Naime, očekivanim daljim rastom iznosa taksi za CO<sub>2</sub> dodatno će biti pogoršana dosadašnja situacija. Trend rasta ovih taksi postao je izrazit počev od 2017, suprotstavljajući se dotad opadajućem trendu prodajnih cena električne energije, ostvarenih na tržištima „dan unapred“, nastalom uplivom OIE sa niskim promenljivim troškovima, [2]. Jasno je da ovo ostatnu vrednost (vrednost po isteku perioda eksploatacije) za TE čini sve manjom, a da će se opisanim povećanjem troškova proizvodnje električne energije iz TE ona dodatno i dramatično smanjiti, a možda i u potpunosti izgubiti. Osim toga, od 2017. prisutna je velika nestabilnost prosečnih mesečnih cena na tržištima električne energije „dan unapred“, s izraženom osetljivošću na meteorološke uslove, posebno u regionu jugoistočne Evrope (JIE), kao i sa primetnim sezonskim uticajem, naročito u proleće, kada su cene obično najniže.

Sa druge strane, pomenuta, nužna transformacija energetskeg sektora i potreban visok nivo investicija u elektroenergetici zahtevaju dugoročnu predvidljivost tržišnih prilika. To je jedan od razloga zašto Evropska komisija povremeno izdaje preporuke, [3], sa projekcijama energetskeg parametara (uključujući projekcije taksi CO<sub>2</sub> EEA). Na osnovu projektovanih troškova dozvolâ za emisiju CO<sub>2</sub> po tehnologijama, [3], može se pretpostaviti da će do 2030. godine elektrane na uglj biti marginalne, dok je posle 2035. godine

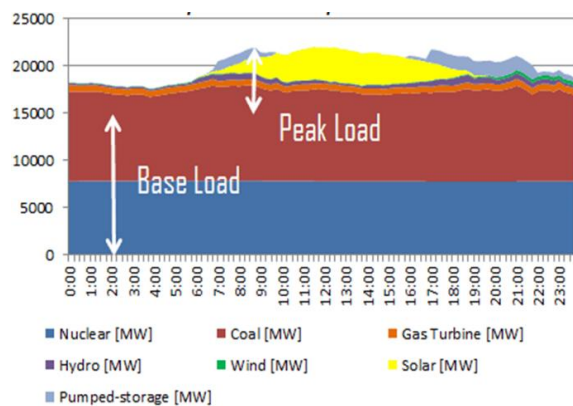
malo verovatno da će one ostati konkurentne, sa troškovima emisije CO<sub>2</sub> od preko 70 EUR/MWh. Stoga se u periodu posle 2035. gasne elektrane mogu smatrati marginalnom tehnologijom.

Osim pomenutog uticaja u domenu tržišnih cena, OIE sa izrazito promenljivom proizvodnjom sve više imaju značajan uticaj na tehničke parametre elektroenergetskog sistema (EES). Naime, mnoge zemlje su se već suočile sa sve većim udelom proizvodnje električne energije iz OIE u proizvodnome miksu. Najčešća je proizvodnja iz vetroturbina i solarnih elektrana. Jedna od glavnih karakteristika ovih izvora električne energije je izrazita promenljivost (stohastika) njihove proizvodnje. Ova varijabilna priroda čistih izvora energije direktno i negativno utiče na proizvodnju električne energije, postajući izazov za redovno i neprekidno snabdevanje krajnjih korisnika, mogućnost balansiranja snage u EES, njegovu fleksibilnost i stabilnost. Pored toga, zakonodavstvo u većini zemalja daje preferencijalni položaj, koji garantuje prodaju električne energije po subvencionisanim cenama za proizvođače električne energije iz OIE (tzv. „*Feed-in tarifa*”). To su glavni razlozi zbog kojih je proizvodni portfelj (proizvodna struktura) pojedinih zemalja postao prezasićen varijabilnom (nekontrolabilnom) proizvodnjom, što je rezultovalo potiskivanjem proizvodnje iz konvencionalnih elektrana, ozbiljnim problemima u planiranju rada proizvodnih kapaciteta i, na kraju, velikim oscilacijama cena na tržištu električne energije.

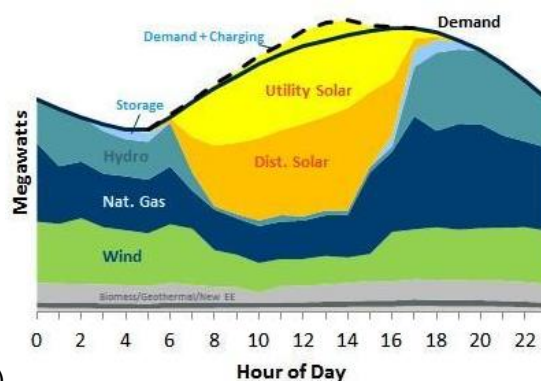
Za razvoj i šire korišćenje čistih izvora energije, poput energije vetra, koja je vrlo promenljiva, potreba za vršnim kapacitetima (tj. elektranama sposobnim za brzi odziv na nagle promene snage) u EES se uveliko povećava, [4]. Takođe je i opcija skladištenja energije moguće rešenje navedenih problema i ona je već prepoznata kao sredstvo za smanjenje potražnje za fosilnim gorivima i degradiranja životne sredine, [5]. Reverzibilne hidroelektrane (RHE) predstavljaju tehničko rešenje koje ispunjava oba ova zahteva (brz odziv i skladištenje). Stoga se, naročito u zemljama koje raspolažu značajnim hidropotencijalima, nameće potreba istraživanja izvodljivosti i isplativosti izgradnje i eksploatacije RHE, u tržišnim uslovima koji se predviđaju u budućnosti.

## **2. Opšti uvid u moguće rešenje – budući elektroenergetski sistem**

Jedno od osnovnih tehničkih pitanja koje se postavlja pred strateške planere elektroenergetskih mreža i sistema, kao i pred kreatore energetske politike, jeste na koji način nadomestiti nedostatak električne snage (kapaciteta) i električne energije koji će se pojaviti usled gašenja elektrana koje koriste prevaziđene ili po životnu sredinu opasne tehnologije i primarna, uglavnom fosilna, goriva? Na primeru EES Srbije, to pitanje glasi: kako kompenzovati gašenje TE na ugaj?



(a)



(b)

Slika 1. Konvencionalni način popunjavanja dnevnog dijagrama opterećenja i način pri velikom udelu OIE; (a) Potrošnja i proizvodni miks kod tradicionalnog planiranja; izvor: <https://www.nuclear-power.net/wp-content/uploads/2017/08/Base-Load-Load-Follow-Peak-Load.png>; (b) Potrošnja i proizvodni miks s visokim udelom OIE; izvor: <https://www.nrdc.org/experts/kevin-steinberger/debunking-three-myths-about-baseload>

Na slici 1 je ilustrovan mogući kvalitativni prelazak sa klasične strukture (popunjavanja) dnevnog dijagrama opterećenja na dijagram s visokim udelom OIE. U slučaju Srbije, koja ne poseduje nuklearne kapacitete, kompletan bazni deo dnevnog dijagrama opterećenja (sa slike 1a) sada popunjavaju termokapaciteti. Na osnovu slike 1b postaje jasno da bazno opterećenje u EES sa velikim udelom varijabilnih OIE (V-OIE) ne podrazumeva pouzdanost ili bilo koju drugu sistemsku potrebu. Stoga nije potrebno kompenzovati sada postojeće „bazne“ elektrane, njihovom prostom zamenom „1 na 1“. Umesto takve zamene, potrebno je obezbediti sposobnost brzog odziva na nagle promene opterećenja, u oba smera. Pri tome, u proizvodnome miks više nije potrebno da različiti tipovi elektrana budu raspoređeni u slojevima jedan iznad drugog u dnevnom dijagramu opterećenja. U tom pogledu, na slici 1b se kao karakterističan izdvaja udeo distribuiranih solara (fotonaponskih panela, male ukupne snage na pojedinačnoj lokaciji, najčešće instaliranih na objektima

krajnjih korisnika EES), koji je u stručnoj literaturi nazvan „patkastom krivom“ (*duck curve*). Ono što je bitno, jeste da se ostvari dinamički doprinos elektrana jednom pouzdanom i troškovno efektivnom EES. Osnova i potporni stubovi jednog takvog, budućeg EES ilustrirani su na slici 2.



Slika 2. Osnova i potporni stubovi budućeg, dekarbonizovanog EES

Jasno je da moderni EES mora da se zasniva na korišćenju savremenih i inovativnih tehnologija i pristupa. Oni predstavljaju temelj na koji će se oslanjati potporni stubovi jednog budućeg, dekarbonizovanog, efikasnog, održivog i očuvanju životne sredine pogodnog EES. Takav sistem će se oslanjati na:

- korišćenje OIE, uključujući i one dispergovane (*Dispersed Energy Resources*, DER) tj. distribuiranu proizvodnju (*Distributed Generation*, DG) i mikromreže;
- skladištenje energije, i to u različitim vidovima i uređajima:
  - voda (njeno pumpanje i skladištenje u gornjim akumulacijama (R)HE u periodima dana i sezonama sa nižom cenom električne energije tj. kada postoje njeni viškovi u EES/interkonekciji više EES),
  - u baterijama (direktno skladištenje električne energije),
  - toplota u toplotnim akumulatorima (npr. konstruisanim na bazi kompozitnih materijala (Si-C) koji se zagrevaju viškovima električne energije, a u periodima njenih manjkova i viših cena koristi se za dobijanje vodene pare radi proizvodnje električne energije u postojećim termokapacitetima),

- vodonik (npr. korišćenjem regenerativnih gorivnih ćelija, u kojima se vodonik proizvodi elektrolizom, pomoću viškova električne energije u EES i/ili iz obližnjih OIE, potom komprimuje i skladišti, a u periodima viših cena električne energije ona se proizvodi iz tako obezbeđenog vodonika, i to u tim istim ćelijama);
- pametne mreže (*Smart Grids*) i pametno merenje (*Smart Metering*);
- unapređenje energetske efikasnosti, kako na strani proizvodnje (uključujući kogeneraciju električne, toplotne energije i vodene/tehnološke pare), tako i na strani potrošnje (korišćenjem energetski efikasnijih uređaja i aparata, izolovanjem zgrada, zamenom stolarije, rasvete štednim sijalicama);
- učešće potrošnje (odziv potrošnje – *Demand Response* (DR), upravljanje opterećenjem/potrošnjom – *Demand Side Management* (DSM), mikromreže i drugi koncepti);
- otvoreno tržište i fleksibilne tarife (kako bi se podstaklo korišćenje električne energije u periodima i na način kako je to optimalno za EES);
- odgovarajući i pravedan regulatorni okvir (koji je neophodan kako bi se obezbedili uslovi za otvoreno tržište, nediskriminatorne odnose i primenu fleksibilnijih tarifa).

Pri tome valja naglasiti da se mora voditi računa o usaglašenom i ravnomernom razvoju svih ovih potpornih stubova. Naime, razvoj i korišćenje nekog od njih, koji bi bio nesrazmeran njegovom stvarnom značaju i bez odgovarajuće podrške ili ravnoteže drugih, navedenih komponenti sistema, doveo bi do njegove strukturalne i funkcionalne nestabilnosti, a moguće i do urušavanja i kolapsa. Tipičan primer je, napred već pomenuti, slučaj u kome masovnija primena V-OIE mora biti podržana ili izgradnjom novih vršnih kapaciteta ili značajnih kapaciteta za skladištenje viškova energije, [5], [6]. Naime, nesporno je da je neophodan i urgentan kvalitativan pomeraj prema OIE; međutim, s intenziviranjem izgradnje V-OIE i osetnim povećanjem njihovog udela u proizvodnome miks, javiće se novi problemi u EES: varijabilnost proizvodnje će drastično rasti, čime će se ugroziti sposobnost balansiranja u EES, njegova fleksibilnost i stabilnost.

Osim tehničkih, mogući su i problemi na tržišnom planu; kada je u leto 2021. vetar na severu Evrope i uz britansku obalu naglo oslabio, uz prisutne probleme u snabdevanju prirodnim gasom, došlo je do deficita u proizvodnji, enormnog porasta cena električne energije i nužnosti ponovnog aktiviranja pojedinih termokapaciteta. Ova situacija je više nego jasno ukazala na ranjivost EES previše oslonjenog na V-OIE.

Ovakve probleme mogu da preduprede upravo novi, brzoreagujući vršni kapaciteti (poput gasnih elektrana) ili velika skladišta energije. Prirodni gas, međutim, nije primarni energent domaćeg porekla u Srbiji, a postoje i loša iskustva – osim pomenutog, najnovijeg – iz ne tako davne prošlosti, sa ozbiljnim gasnim krizama u Evropi. Sa druge strane, u zemljama poput Srbije, koje raspolažu znatnim hidropotencijalima, RHE se nameću kao potencijalno

optimalna rešenja, naročito one koje bi imale veće (sedmične i sezone) akumulacije, [2]. Literatura [7]-[9], pri tome, kao najbolju („win-win“) opciju predlaže hibridne pumpno-OIE sisteme, izgrađene na zajedničkoj ili prostorno bliskim lokacijama; u takvim sistemima, viškovi električne energije iz obližnjih OIE se koriste u pumpno-akumulacionom postrojenju (PAP) ili u RHE tokom njenog pumpnog režima rada, kako bi se iz donje akumulacije voda prebacila u gornju i uskladištila do vremena kada (R)HE može da ostvari prihod, proizvodnjom i plasiranjem električne energije u sistem u periodima dana ili sezonama kada je njena cena na tržištu višestruko veća.

Dakle, u budućem, dekarbonizovanom EES biće potrebna primena kombinovanih tehničko-tehnoloških rešenja, uz iznalaženje kako njihovog optimalnog konceptualnog dizajna (strukture), tako i optimalnog pogona, u energetskom ili tehno-ekonomskom pogledu (tzv. kooptimizacija). Naime, ovakva tehnička rešenja poseduju nesumnjiv sinergijski potencijal za nadoknađivanje električne energije koja će se pojaviti kao deficitarna, prestankom rada proizvodnih kapaciteta zasnovanih na fosilnim gorivima. Krajnji cilj je optimizovati rad EES i smanjiti vršna opterećenja u njemu. Na taj način bi u EES bio potreban manji ukupni proizvodni kapacitet, pa bi se i na taj način olakšala situacija sa deficitom vršne snage, koja će nastati nakon neminovnog gašenja klasičnih TE na fosilna goriva, u ne tako dalekoj budućnosti.

### **3. Uloga potrošačke strane**

Nije, međutim, samo proizvodna strana ona na kojoj strateški planeri, kreatori razvoja budućeg, dekarbonizovanog EES, treba da traže rešenje opisanog problema električne snage i energije koje će se ispostaviti kao nedovoljne izlaskom iz pogona klasičnih TE na fosilna goriva. Potrebno je iznaći i optimalna rešenja na strani potrošnje, tj. krajnjih korisnika EES / kupaca električne energije. Naime, pokazuje se da i potporni stubovi budućeg EES koji se tiču potrošačke strane, i konkretna tehnička i tehnološka rešenja u okviru njih, mogu imati značajan uticaj i potencijal da – u sinergiji sa ranije opisanim koracima na strani proizvodnje – dovedu do željenih efekata i rezultata u procesima transformacije i dekarbonizacije EES. Postoje dva osnovna vida tj. načina uticaja na stranu potrošnje i – posledično – njene reakcije i efekata koji se imaju na osnovne veličine koje karakterišu rad i funkcionisanje EES. To su upravljanje potrošnjom i odziv potrošnje, pojmovi koji se čak i u stručnoj literaturi često teško razgraničavaju i mešaju.

#### **3.1. Direktno upravljanje potrošnjom, Demand Side Management (DSM)**

Upravljanje potrošnjom postaje važan segment u savremenim EES. Ono obuhvata planiranje, primenu i nadzor (monitoring) nad aktivnostima

isporučioća električne energije, koje su osmišljene tako da izazovu željene promene u obliku dijagrama opterećenja (izmene u vremenskoj šemi i amplitudi električne snage), [10].

DSM obuhvata sledeće, kritične aspekte energetskeg planiranja:

- utiče na način i obim korišćenja električne energije od strane potrošača;
- mora da postigne odabrane ciljeve (npr. smanjenje dnevnog, sezonskog ili godišnjeg vršnog opterećenja, izmena načina i vremena korišćenja električne energije od strane pojedinih kategorija/tipova potrošača, obezbeđivanje fleksibilnosti sistema radi omogućavanja većeg udela OIE itd.);
- procenjuje se poređenjem sa ne-DSM alternativama (onim sa strane snabdevača/isporučioća: sa izgradnjom novih proizvodnih kapaciteta, uvozom/kupovinom električne energije ili njenim skladištenjem);
- 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) energetske efikasne uređaje;
- 2) dodatna oprema, sistemi i kontrole za oblikovanje opterećenja;
- 3) standardni upravljački sistemi za uključivanje/isključivanje ili pojačanje/smanjenje snage krajnjih uređaja;
- 4) potencijal za komunikaciju između krajnjih korisnika i spoljne strane.

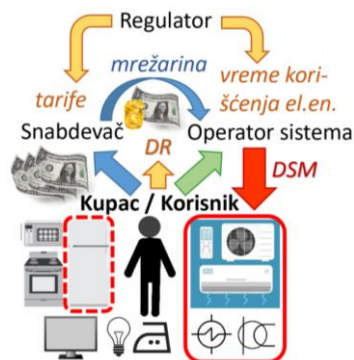
Ako postoji dinamičan odnos krajnjih korisnika, upravljanja i isporučioća električne energije, onda imamo sistem dinamičkog upravljanja – kako električnom energijom, tako i sistemom za njenu isporuku, [10].

### **3.2. Odziv potrošnje, Demand Response (DR)**

Odziv potrošnje predstavlja mehanizam upravljanja potrošnjom zavisno od uslova snabdevanja (isporuke), npr. u kritično vreme po isporučioća i sâm EES ili u zavisnosti od tržišnih/dinamičkih cena/tarifa. Zato DR, kao upravljački koncept, takođe postaje važan činilac na energetskeg tržištu današnjice. Naime, kad potrošač dobije mogućnost da kontroliše svoje opterećenje, prodavac električne energije na malo i operator mreže mogu imati koristi od toga, ali mogu i da izgube deo svog profita. U deregulisanom sistemu, postoji čak i mogućnost nastanka sukoba interesa između operatera mreže i prodavca energije, [11]. Naime, snabdevač ima interes da proda što veću količinu energije, a isporučilac tj. operator sistema teži da u njemu ne dolazi do preopterećenja. Stoga će DR doneti i mogućnosti i izazove za tržište



električne energije i mrežu. Na najuprošćeniji mogući način, relacije između učesnikâ – krajnjeg korisnika tj. kupca i energetskih subjekata, uključujući i regulatora u oblasti energetike, prikazane su na slici 3. Regulator propisuje tarife za garantovano snabdevanje i vremena i uslove korišćenja električne energije, snabdevač kupcu izdaje račun za isporučenu električnu energiju (uključujući i za angažovanu snagu i druge, fiksne troškove), od prikupljenog novca deo, proračunat po metodologijama koje takođe propisuje regulator, odlazi operaterima sistema, u vidu mrežarine (za pokriće troškova održavanja i upravljanja delom EES za koji je svaki od njih nadležan). Regulator može propisati veći broj fleksibilnijih tarifa, za različite periode ili namene korišćenja električne energije, kao i dinamičko tarifiranje, na osnovu kojih bi se dobio željeni odziv potrošnje. Takođe, od strane države ili regulatora mogu biti propisani takvi uslovi isporuke i snabdevanja električnom energijom, kojim bi se krajnji korisnici podsticali da deo svojih električnih potrošača (na slici 3 zaokružen linijama crvene boje) podvrgnu direktnom upravljanju od strane operatora sistema, radi kontrole i smanjivanja vršnih opterećenja EES.



Slika 3. Krajnji korisnik tj. kupac, njegovi električni uređaji i relacije prema snabdevaču i operatoru sistema

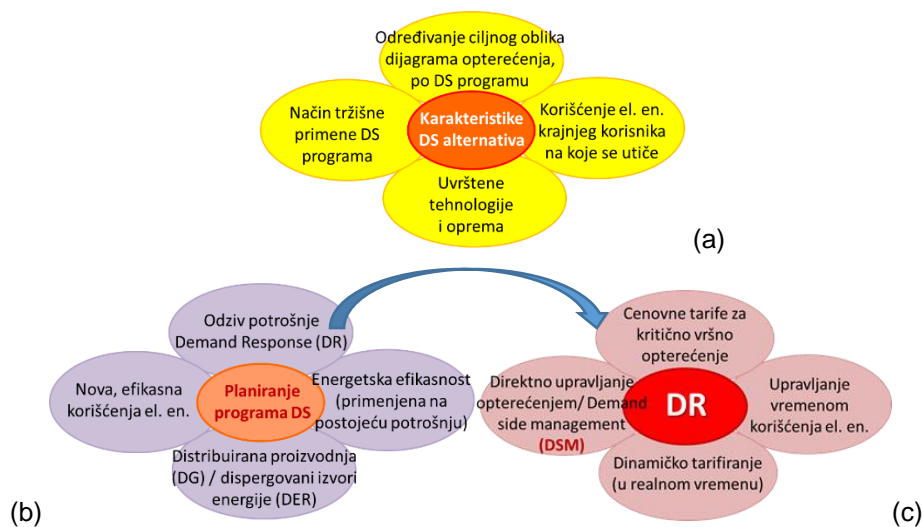
Najnovija regulativa EU predviđa i uvođenje novih aktera na tržište električne energije, npr. (nezavisnih) agregatora, kao nove balansno odgovorne strane. Njihova uloga bila bi upravo združivanje upravljivih delova opterećenja većeg broja pojedinačnih potrošača i upravljanje njime. U perspektivi, moguće bi bilo i pružanje pomoćnih usluga operatoru sistema. Jasno je da će se pojavom agregatorâ, situacija ilustrovana na slici 3 usložiti. Naime, pomenuta regulativa EU predviđa mogućnost da krajnji kupac zaključi separatan ugovor s nezavisnim agregatorom, bez obaveze pribavljanja saglasnosti svog izabranog snabdevača. S druge strane, ostavljena je mogućnost da čak i sâm snabdevač može obavljati i funkciju agregatora.

Savremeno tržište električne energije je, dakle, ušlo u novu eru koju karakterišu fokus na zaštitu životne sredine, uštede energije i orijentisanost ka kupcu. Unutar tog okvira, ovakvo, 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 se omogući smanjenje vršnog opterećenja ili pomeranje potrošnje iz vršnih sati u dnevnom dijagramu opterećenja ili u sate kada je proizvodnja iz OIE velika. Ove mogućnosti će obezbediti značajne prednosti za ceo energetska sistem i ekonomske dobiti za krajnje korisnike/kupce, 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 operatore sistemâ i ostale učesnike na tržištu električne energije.

### 3.3. Alternativni programi na strani potrošnje i preoblikovanje dnevnog dijagrama opterećenja

Postoje različite vrste DS alternativa (primena DSM/DR programâ, merâ i uređajâ), koje se mogu primenjivati pojedinačno, ili u različitim kombinacijama. Njihove osnovne karakteristike, tipovi programa i vidovi uticaja na odziv potrošnje (DR) prikazani su na slici 4.

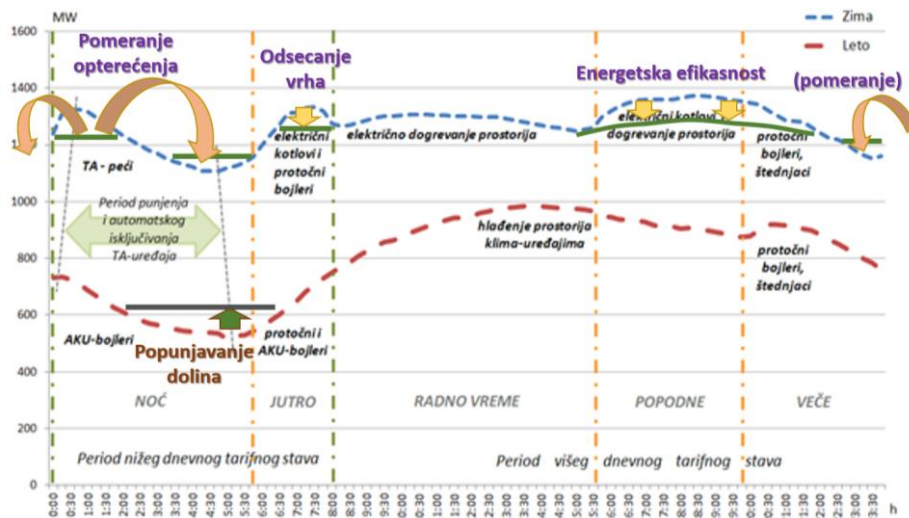


Slika 4. (a) Opšte karakteristike alternativnog programa za upravljanje potrošnjom;  
 (b) Osnovne vrste programa za upravljanje potrošnjom;  
 (c) Osnovni načini uticaja na odziv potrošnje

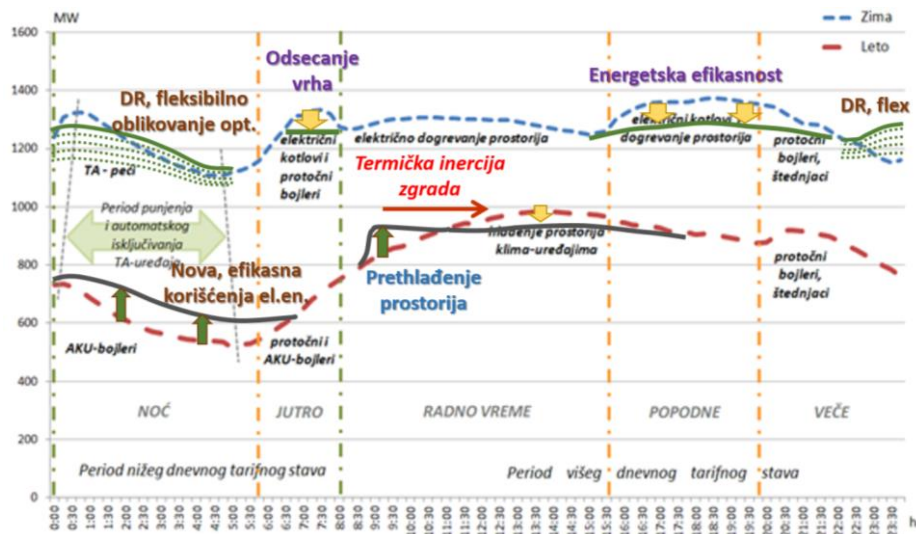
Na osnovu vrsta programa za upravljanje opterećenjem i načina uticaja na odziv potrošnje, proizilazi osnovnih šest vrsta promena hronološkog, dnevnog dijagrama opterećenja, koje se mogu postići primenom odgovarajućeg DSM/DR programa. One su prikazane na slikama 5 i 6. Na slici 6 je, osim poslednje dve vrste promena, kao varijanta načina pomeranja opterećenja (izmeštanja iz perioda vršnog opterećenja), ilustrovano i predhlađenje prostorija (hlađenje pre nego što nastupi realna potreba za njim) uz korišćenje termičke inercije zgrada i činjenice da promene temperatura prostorija do najviše  $\pm 2$  °C (ili 2,2 °C) nemaju nepovoljan uticaj na komfor

korisnika tog prostora, [12], [13]. U zimskom dijagramu opterećenja, pandan predhlađenju prostorija tokom leta, bilo bi njihovo predgrevanje. Na graficima sa slika 5 i 6 je, inače, naznačeno u kojim periodima dana su koji električni uređaji najzastupljeniji. Shodno tome je moguće odrediti i koji način DSM/DR je najpodesniji za taj period.

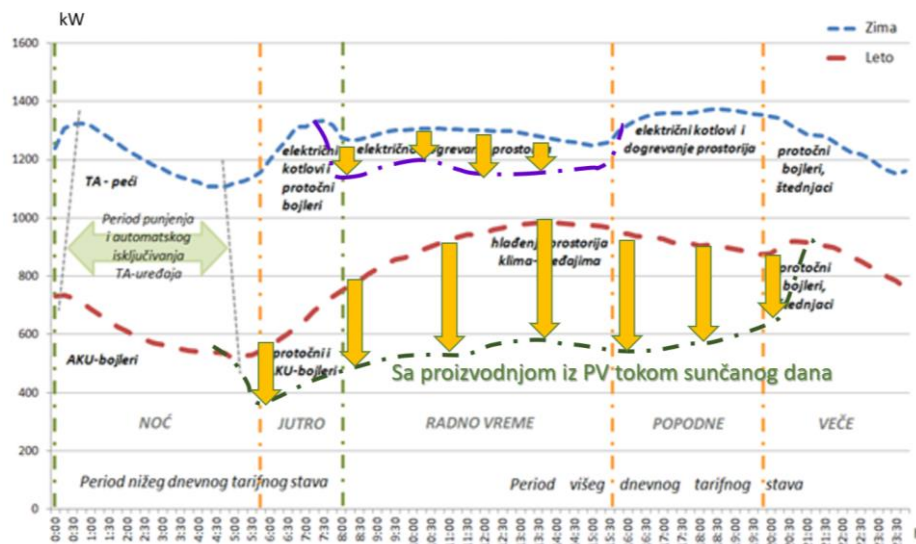
I na lokalnom nivou, npr. u konzumnom području neke transformatorske stanice (TS) 10/0,4 kV ili 20/0,4 kV, u kojoj će se u budućnosti pojaviti veći broj kupaca-proizvođača (*prosumers*), npr. sa instaliranim fotonaponskim panelima na krovovima svojih objekata, primena odgovarajućeg DSM/DR programa može ublažiti fluktuacije snage.



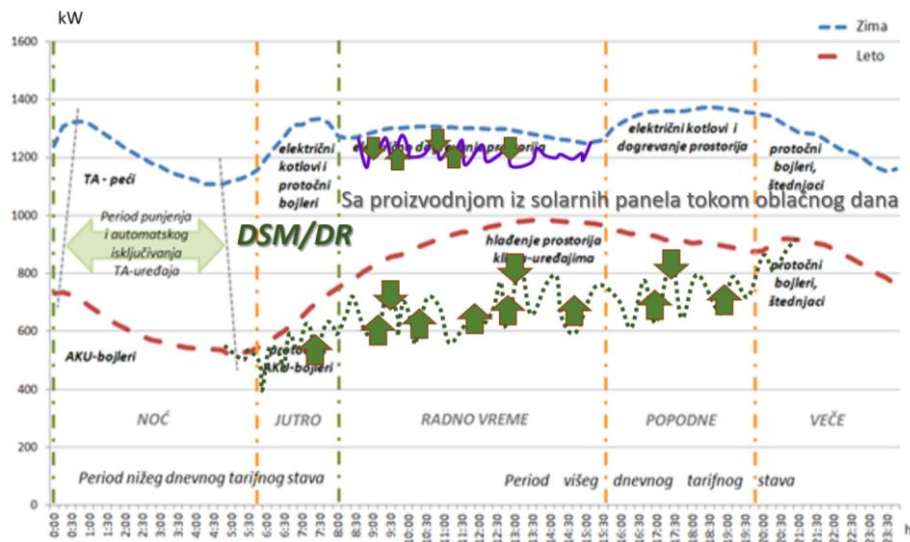
Slika 5. Karakteristični vršni zimski i letnji dnevni dijagrami opterećenja konzuma Beograda sa: pomeranjem opterećenja (*shift*), odsecanjem vršnog opterećenja (*peak shaving*), ispunom „dolina“ (*valey filling*), i povećanjem energetske efikasnosti



Slika 6. Karakteristični vršni zimski i letnji hronološki dnevni dijagrami opterećenja konzuma Beograda sa naznačenim: fleksibilnim oblikovanjem opterećenja (DR), novim, energetski efikasnijim korišćenjem električne energije i prehlađenjem prostorija sa potonjim korišćenjem termičke inercije zgrada



Slika 7. Realni vršni zimski i letnji hronološki dnevni dijagrami opterećenja jedne TS 10/0,4 kV u Beogradu sa ilustriranim uticajem proizvodnje iz fotonaponskih panela tokom sunčanih dana



Slika 8. Realni vršni zimski i letnji hronološki dnevni dijagrami opterećenja jedne TS 10/0,4 kV u Beogradu sa ilustrovanim uticajem fotonaponskih panela tokom promenljivo oblačnog dana i uticajem DSM/DR

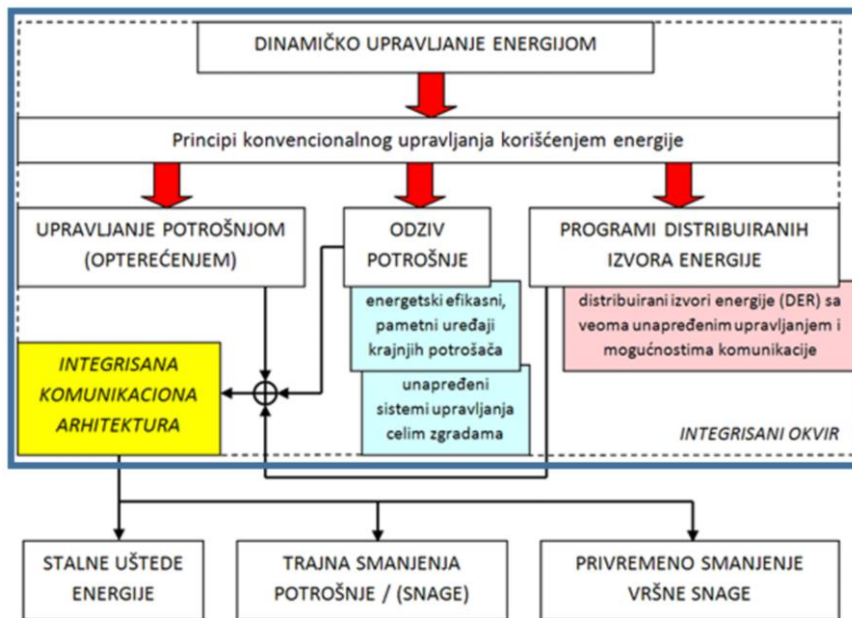
Na slikama 7 i 8 su dati realni, snimljeni dijagrami opterećenja jedne TS 10/0,4 kV na urbanom području Beograda, instalisane snage transformatora 1000+630 kVA. Na tom području je u [14] simulirano instaliranje i pogon fotonaponskih panela na raspoloživim krovnim površinama. Na slici 7 je grubo ilustrovana promena opterećenja koja bi se imala tokom sunčanih dana leti i zimi, a na slici 8 fluktuacije snage tokom promenljivo oblačnog dana, kao i njihovo ublažavanje primenom DSM/DR.

Ono što je važno napomenuti jeste to da kriva opterećenja u prelaznim periodima (kada nema ni hlađenja ni zagrevanja/dogrevanja prostorija), biva pozicionirana osetno niže i od donje krive sa slika 7 i 8, letnjeg vršnog opterećenja. U onim rejonima u kojima se bude imao značajan upliv DER/DG, može se dogoditi da rezultujuće opterećenje u nekim trenucima tokom obdanice bude manje od nule, tj. da dođe do pojave obrnute transformacije (0,4/10 kV ili 0,4/20 kV) u TS. U izvodnim ćelijama napojnih TS x/10(20) kV, u kojima je relejna zaštita usmerena, to može izazvati probleme sa njenom selektivnošću, tj. u slučaju nastanka kvara na izvodu, on može biti napojen sa niskonaponske strane, pa da na kvar postojeća zaštita tog srednjenaponskog izvoda ne odreaguje. Da bi se ovakvi problemi prevazišli, takođe je korisno osmisliti i primeniti neki DSM/DR program, kojim bi se, u takvim periodima, dodatno angažovali električni potrošači krajnjih korisnika, koji bi ih dobrovoljno podvrgli daljinskom upravljanju od strane operatora sistema ili agregatora.

### 3.4. Tehnički preduслови za efektivnu implementaciju DSM/DR programa

Da bi se postigle željene promene dnevnog dijagrama opterećenja, ilustrovane na prethodnim slikama, potrebno je primeniti koncept dinamičkog upravljanja opterećenjem, [10], šematski prikazan na slici 9.

Dinamičko upravljanje energijom koristi principe konvencionalnog upravljanja korišćenja energije, kao što su DSM, DR, DER/DG. Pri tome, DER/DG moraju posedovati veoma unapređeno upravljanje i mogućnosti komunikacije, a DSM/DR se mora oslanjati na energetske efikasne, pametne uređaje krajnjih korisnika, na unapređene sisteme upravljanja celim zgradama i dr. Ono što je ključno jeste postojanje integrisane komunikacione infrastrukture, kojom se obezbeđuje integrisani okvir ovakvog sistema upravljanja opterećenjem. Kao krajnje, izlazne rezultate, imamo stalne uštede energije, privremena smanjenja vršne snage u periodima kada je operatoru sistema to potrebno, ali i trajna smanjenja potrošnje i/ili snage.



Slika 9. Koncept dinamičkog upravljanja opterećenjem, [10]

## **4. Predlog konkretnog tehničkog rešenja programa DSM/DR**

### **4.1. Iskorišćenje postojeće infrastrukture**

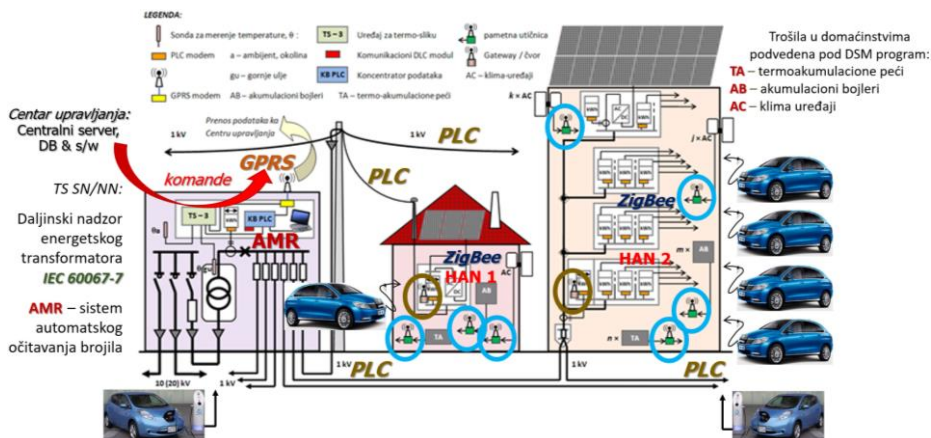
Jedno od mogućih tehničkih rešenja za primenu programa DSM/DR, koje bi u velikoj meri koristilo već postojeću infrastrukturu u pojedinim konzumnim područjima TS 10/0,4 kV na teritoriji Beograda, ilustrovano je na slici 10. Na njenom levom kraju je prikazana jednopolna šema TS 10(20)/0,4 kV u kojoj su, osim standardne elektroenergetske opreme, instalirani i:

- uređaj TS-3 za daljinski nadzor temperature gornjeg ulja energetskog transformatora, po standardu IEC 60067-7 (sa sondama koje mere temperaturu gornjeg ulja u transformatorskom sudu i temperaturu okoline);
- sistem daljinskog, automatskog očitavanja brojila električne energije (AMR – *Automated Meter Reading*);
- koncentrator podataka, KB PLC, sa komunikacionim DLC modulom;
- kontrolno brojilo električne energije za registrovanje električne energije u oba smera, sa PLC (*Power Line Communication*) modemom;
- GPRS modem za slanje prikupljenih podataka u Centar upravljanja Operatora distributivnog sistema.

### **4.2. Neophodna nadgradnja postojeće infrastrukture**

Da bi se primenio napred ilustrovani koncept dinamičkog upravljanja opterećenjem, potrebna je sledeća nadgradnja:

- u Centru upravljanja operatora sistema treba instalirati centralni server za DSM, odgovarajuću bazu podataka i softvere (namenske aplikacije za upravljanje opterećenjem/potrošnjom);
- omogućiti dvosmernu komunikaciju tj. slanje komandi iz Centra upravljanja ka GPRS modemima u TS;
- omogućiti dalje prosleđivanje ovih komandi od TS prema krajnjim korisnicima, npr. pomoću PLC;
- instaliranje *Gateway* uređaja na mernim mestima krajnjih korisnika (zaokruženi su na slici 10, u okviru merno-razvodnih ormara);
- korišćenje „pametnih“ utičnica (zaokružene su na slici 10, u ostalim delovima objekata krajnjih korisnika) ili „pametnih“ uređaja/aparata;
- uspostavljanje HAN (*Home Area Network*) unutar objekata krajnjih korisnika, za bežični prenos komandi od *Gateway* do pametnih utičnica/uređaja/aparata, putem *WiFi*, *ZigBee* i sl. koncepata.



Slika 10. Neophodna „smart“ hardverska i softverska podrška tehničkom rešenju kombinovanog rada DSM, električnih vozila i DER/DG (V-OIE)

### 4.3. Kooptimizacija sa dispergovanom proizvodnjom (DG, DER)

Na slici 10 ilustrovani su i fotonaponski paneli postavljeni na krovovima zgrada i priključeni na električne instalacije objekata; u objektu individualne gradnje reč je o pojedinačnom kupcu-proizvođaču (*prosumer*); u višestambenom objektu, stambena zajednica se pojavljuje kao kupac-proizvođač. U oba slučaja, električna energija proizvedena u fotonaponskim panelima tokom obdаницe prvenstveno se koristi za sopstvene potrebe korisnika samih objekata na kojima su paneli instalirani, a svi eventualni viškovi električne energije se isporučuju u niskonaponsku mrežu, preko brojila za registrovanje električne energije u oba smera. Postojeća merna mesta u individualnim objektima, naravno, moraju biti tehnički prilagođena, što podrazumeva ne samo zamenu postojećeg, standardnog brojila električne energije brojlom za registrovanje električne energije u oba smera, nego i ugradnju potrebnih zaštitnih uređaja. Naime, potrebno je sprečiti negativan uticaj priključenja fotonaponskih panela, koje se izvodi preko invertora koji u mrežu mogu uneti više harmonike ili izazvati pojavu flikera. Za priključenje fotonaponskih panela u višestambenim objektima potrebno je predvideti novo, zasebno merno mesto, takođe opremljeno na odgovarajući način.

U čisto energetskom smislu, jasno je da će u rezultujućem dnevnom dijagramu opterećenja, pojavom većeg broja kupaca-proizvođača, doći do značajnog smanjenja opterećenja tokom obdаницe. U rejonima sa velikim brojem kupaca-proizvođača, kao kritičan, ali sada u suprotnom smeru, može se javiti prelazni period (proleće ili jesen, bez hlađenja ili dogrevanja prostorija), kao i periodi masovnog odsustva (godišnji odmori, praznici). Tokom takvih perioda, opterećenja u tom rejonu biće mala i intenzivna proizvodnja iz DER/DG može dovesti do ranije pomenute obrnute transformacije u TS 10(20)/0,4 kV i problema sa reagovanjem zaštite na

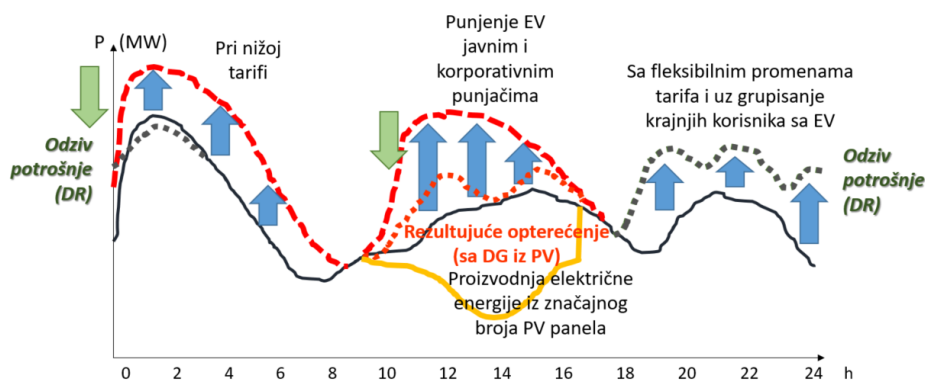


napojnim sredjenaponskim vodovima. Stoga jedan ciljano osmišljeni program DSM ove probleme može ublažiti.

#### 4.4. Kooptimizacija sa E-mobilnošću (električna vozila, EV)

Na slici 10 je ilustrovano i priključenje EV radi dopunjavanja njihovih baterija, kako na punjače instalirane u samim objektima krajnjih kupaca, tako i na javne punjače, priključene na niskonaponsku mrežu. Na slici 11 je ilustrovan mogući porast vršnog opterećenja ( $P_{max}$ ) pri postojećim tarifnim stavovima, koji bi bio izazvan pojavom značajnijeg broja privatnih EV. Naime, s obzirom da je u Srbiji i dalje važeći odnos niže (noćne) i više (dnevne) tarife 4:1, osnovano se može pretpostaviti da bi krajnji korisnici koji bi posedovali EV, najviše koristili upravo noćni period (u Beogradu: od 24 do 8 časova ujutro, v. sliku 11) za dopunjavanje baterija u njima. Takođe, došlo bi i do osetnog povećanja vršnog opterećenja tokom obdanice ili njegovog pomeranja sa popodnevnog/večernjeg na period početka radnog vremena, usled priključivanja EV na električne punjače u javnim garažama ili garažama poslovnih zgrada, pri dolasku njihovih vlasnika na posao.

Porast opterećenja u večernjim tj. noćnim satima mogao bi se ublažiti, ako ne i potpuno anulirati, omogućavanjem fleksibilnijih tarifa i primenom različitih, pomerenih „smaknutih“ vremena korišćenja električne energije za dopunjavanje baterija EV. Za tako nešto je, naravno, preduslov odgovarajuća izmena tarifne regulative, uz grupisanje (agregiranje) krajnjih korisnika sa EV u zasebnu kategoriju potrošnje. Na ovaj način bi se umesto jednog ili dva večernja tj. noćna vršna opterećenja, mogla dobiti, npr. tri ili četiri, pojedinačno manja, sub-vršna opterećenja.



Slika 11. Pretpostavljeni uticaj većeg broja EV na izmene oblika tipičnog dijagrama opterećenja i korekcije usled kombinovanog upliva mogućeg DR i DG

I tokom drugog pomenutog dnevnog perioda (radnog vremena), u slučaju šire implementacije fotonaponskih panela (PV), npr. dispergovanih po krovovima zgrada, moglo bi se ostvariti smanjenje krajnje rezultujućeg opterećenja. To je takođe ilustrovano odgovarajućom krivom na sl. 11. Pritom, valja naglasiti da je i ovde „win-win“ kombinacija proizvodnje iz PV i potrošnje

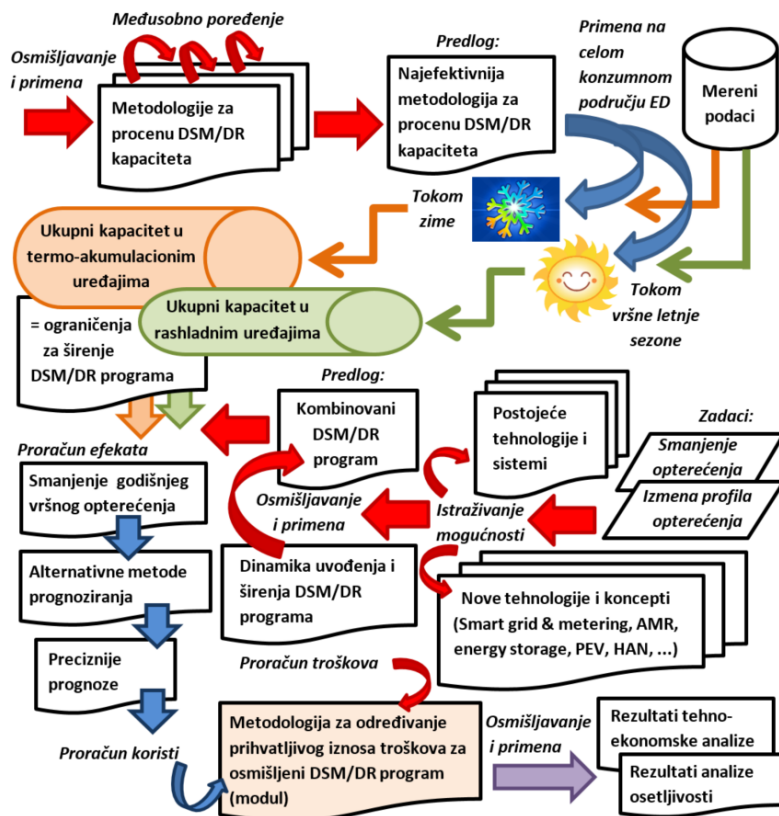
(ovde: dopunjavanja baterija EV) na istoj ili približnim lokacijama. Naime, na taj način bi se optimizovali tokovi snaga i gubici u niskonaponskoj mreži.

## **5. Algoritmi istraživanja i rezultati studije slučaja**

U [14] su detaljno prikazana raznovrsna i sveobuhvatna istraživanja u vezi sa mogućnostima učešća potrošačke strane u budućem EES, koji će biti značajno izložen uplivu V-OIE. Ta istraživanja su ilustrativno prikazana na slikama 12 i 13, u hronološkom i logičkom redosledu kojim su sprovedena. Na slici 12 je prikazan sled istraživanja koja su sprovedena za celo konzumno područje tadašnje „Elektrodistribucije Beograd“, a na slici 13 – istraživanja na primeru konzumnog područja jedne TS 10/0,4 kV na teritoriji gradske opštine Voždovac.

### **5.1. Istraživanje za celokupno konzumno područje jednog operatera distributivnog sistema (DSO)**

Kao prvo pitanje koje se postavlja u istraživanjima koja se tiču DSM i DR jeste kolikim upravljivim kapacitetom na strani potrošnje, zapravo, raspolažemo? Stoga su, u okviru istraživanja koje je obuhvatilo celo konzumno područje Beograda, najpre osmišljene nekolike metode za procenu tog kapaciteta, [14], zasnovane na korišćenju raspoloživih podataka o merenjima potrošnje električne energije krajnjih korisnika EES. Između njih je izabrana metoda koja je ocenjena kao najefektivnija (detaljno opisana u [15]), koja je potom primenjena na celom konzumnom području Beograda. Primenjena na kritičnijem, zimskom periodu, ona je dala podatak o ukupnom kapacitetu u termoakumulacionim uređajima (akumulacionim bojlerima, TA-pećima), koji je iznosio oko 240 MW ili 15% ukupnog maksimalnog godišnjeg vršnog opterećenja, koje je zabeleženo u istorijskim podacima. Primenjena na vršni letnji period, ova metoda je dala podatak o ukupnom kapacitetu u rashladnim uređajima, od oko 130 MW ili 13% maksimalnog vršnog letnjeg opterećenja posmatranoga konzuma. Ove dve vrednosti praktično predstavljaju ograničenja za širenje potencijalnog DSM/DR programa.



Slika 12. Algoritam istraživanja sprovedenog na studiji slučaja celog konzumnog područja „Elektrodistribucije Beograd“

S obzirom da su osnovni zadaci upravljanja opterećenjem/potrošnjom smanjenje opterećenja i izmena njegovog profila (tj. oblika dnevnog dijagrama), u narednom koraku su istražene mogućnosti korišćenja postojećih tehnologija i tehničkih sistema DSO, kao i nove tehnologije i koncepti (uključujući pametne mreže i pametno merenje, AMR, tehnologije skladištenja viškova energije, korišćenje električnih vozila, koncepta HAN i dr.). Na osnovu zaključaka tog dela istraživanja, osmišljen je predlog kombinovanog programa DSM&DR i pretpostavljena dinamika njegovog širenja tj. primene u posmatranom, integralnom konzumnom području DSO.

U narednom koraku, na osnovu ranije utvrđenih ograničenja, sadržaja programa i pretpostavljene dinamike njegove ekspanzije, proračunati su mogući efekti njegove primene tokom vremena, do planskog horizonta, pre svega smanjenje vrednosti godišnjeg vršnog opterećenja. Tu se, međutim, javlja novi problem; s obzirom da se razvoj EES zasniva na dugoročnim prognozama njegovog vršnog godišnjeg opterećenja, a primena i širenje osmišljenog programa DSM&DR bi rezultirali sve većim i dugotrajnijim smanjenjem ove vrednosti, postaje sasvim jasno da bi klasične,

ekstrapolacione metode prognoziranja vršne snage i potrošnje davale samo sve manje, i stoga pogrešne, rezultate. Naime, pored uticaja DSM&DR na smanjenje vrednosti godišnjeg vršnog opterećenja, postoji i uobičajeni uticaj u suprotnom smeru – usled širenja posmatranog konzumnog područja, promene parametara od uticaja (stepena izgrađenosti, gustine naseljenosti, promene namene/sadržaja prostora i strukture potrošnje i dr.), prirodnog porasta opterećenja i pojave novih načina korišćenja električne energije. Zapravo, primena i ekspanzija jednog programa DSM/DR predstavljala bi poremećaj (u negativnom smeru) koji se superponira na uobičajeni trend rasta vrednosti godišnjeg vršnog opterećenja. Zato je zadatak narednog istraživanja bio da se ovi procesi matematički modeluju i iznađu alternativne metode za prognozu vršne snage i potrošnje, koje bi davale tačnije rezultate. Na sreću, u Srbiji se već raspolagalo izvesnim iskustvom, stečenim nakon 2001. godine i uvođenja radikalno izmenjenog Tarifnog sistema za prodaju električne energije, koji je rezultirao značajnim i trajnijim smanjenjem vrednosti godišnje vršne snage. Modelovanje trendova promena vršne snage u novim okolnostima i predlog alternativnih metoda za njeno prognoziranje publikovani su u [16]. Metodu koja je tada procenjena kao najpodesnija, docnije ostvarene vrednosti godišnjih vršnih snaga potvrdile su kao veoma preciznu. Stoga su njeni principi primenjeni i na slučaj mogućeg uvođenja kombinovanog programa DSM&DR, a simulacije rezultata njene primene prikazane su u [17].

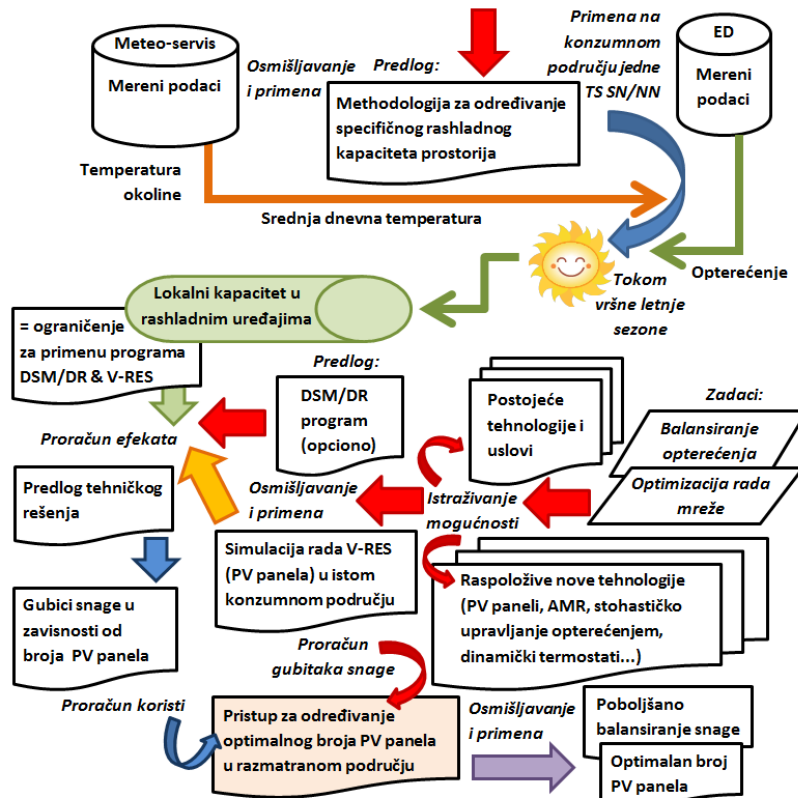
Na način opisan u [14], [17] pokazano je koliki bi se efekti primene programa DSM&DR imali na razmatranom konzumnom području jednog DSO, na osnovu čega su se mogle proračunati koristi (poređenjem sa novim kapacitetima u TS i mreži koji bi se morali graditi u istom periodu, ako primena programa DSM&DR izostane).

Sa druge strane, kao što smo već ilustrovali, primena jednog programa ili modula DSM/DR podrazumeva ne samo nadgradnju postojeće infrastrukture i objekata, nego i ugradnju i primenu novih elemenata, komponenti i aplikacija, neophodnih da bi se izgradio tehničko-tehnološki sistem za podršku jednom takvom programu/modulu, [18]. Stoga su u narednom koraku proračunati troškovi tog sistema, na način prikazan u [19] i kreirana je metodologija za određivanje njihovog iznosa koji bi bio prihvatljiv. U tu svrhu, na samom kraju ovog niza istraživanja, osmišljene su i primenjene odgovarajuća tehnno-ekonomska i analiza osetljivosti.

## **5.2. Istraživanje za konzumno područje jedne TS 10/0,4 kV**

Za potrebe istraživanja druge studije slučaja – konzumnog područja jedne TS 10/0,4 kV, i to u vršnom letnjem periodu – osmišljena je metodologija za određivanje specifičnog rashladnog kapaciteta prostorija. Korišćeni su podaci o izmerenim temperaturama okoline. Na osnovu podataka o trenutnim temperaturama, za svaki posmatrani dan određena je njegova srednja dnevna temperatura i pridruživana odgovarajućim podacima o opterećenjima iz baze podataka DSO sa sistema daljinskog očitavanja

brojila. Ova metodologija, detaljno opisana u [20], kao rezultat je dala lokalni kapacitet u rashladnim uređajima, koji predstavlja ograničenje za primenu lokalnog programa DSM&DR, samostalno ili u kombinaciji sa DER/DG (ovde: sa instaliranjem fotonaponskih panela na raspoloživim krovnim površinama zgrada, ilustrovanim na slici 10).



Slika 13. Algoritam istraživanja sprovedenog na studiji slučaja konzumnog područja jedne TS 10/0,4 kV u Beogradu

Na ovom, lokalnom nivou, prvenstveni zadaci upravljanja potrošnjom su balansiranje opterećenja i optimizacija rada lokalne mreže. I ovde je, naravno, bilo potrebno istražiti koje su postojeće tehnologije primenjene i kakvi su uslovi, kao i šta se od raspoloživih novih tehnologija može primeniti u posmatranom rejonu i delu elektrodistributivnog sistema koji ga napaja. Potom je simuliran i na postojeća opterećenja lokalne mreže superponiran rad fotonaponskih panela, koji bi bili montirani na krovove zgrada i priključeni na električne instalacije krajnjih korisnika. Opciono, osmišljen je i simulirana je i lokalna primena jednog programa DSM, zasnovanog na ranije pomenutom korišćenju termičke inercije zgrada tj. na korišćenju specifičnog rashladnog kapaciteta prostorija. Na osnovu ovih simulacija, a uz uvažavanje prethodno utvrđenog ograničenja za primenu programa, proračunati su efekti koji bi se

mogli imati. Koncipiran je konkretan predlog tehničkog rešenja modula za DSM i sračunati gubici snage u zavisnosti od broja fotonaponskih panela. Na osnovu toga, sračunate su moguće koristi od primene jednog ovakvog, kombinovanog sistema V-OIE & DSM/DR, i na osnovu njih i sračunatih gubitaka snage, osmišljen je pristup, detaljno objašnjen u [21], za određivanje optimalnog broja fotonaponskih panela u razmatranom području. Naime, ispostavilo se da je kriterijumska funkcija za određivanje optimalnog broja fotonaponskih panela upravo minimizacija gubitaka električne snage u posmatranoj, lokalnoj elektrodistributivnoj mreži. Na taj način se obezbeđuju željeni rezultati – poboljšano balansiranje snage u lokalnoj mreži i optimalan broj jedinica OIE koji, za date uslove, treba instalirati u razmatranom konzumnom području. Jedan ovakav zaključak može se ispostaviti kao prilično važan, pogotovu za zemlju kao što je Srbija, koja je 2021. donela Zakon o OIE i kreira odgovarajuće podzakonske akte, radi stvaranja legislativnog ambijenta koji će omogućiti i širu primenu DER/DG, uključujući i masovnu pojavu kupaca-proizvođača (*prosumers*).

#### 5.2.1 Simulacije V-OIE i DSM/DR na odabranom području TS 10/0,4 kV

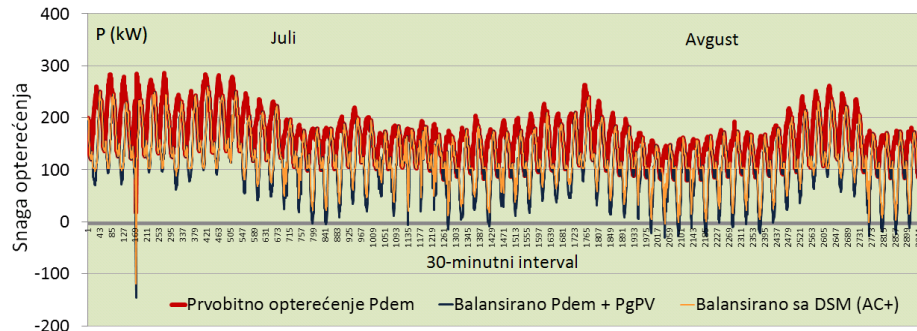
Cilj istraživanja i simulacijâ bio je utvrđivanje uticaja jedne hipotetičke V-OIE elektrane, nastale agregacijom kupaca-proizvođača (*prosumers*), na profil opterećenja realne mreže, kao i to na koji način programi DSM/DR mogu da doprinesu balansiranju snage tj. da odigraju ulogu skladištenja viškova energije u mreži. Odabrana je jedna TS 10/0,4 kV u Beogradu, kapaciteta  $630+400=1030$  kVA, registarske oznake V-1091 i pojedini potrošači na njoj – oni koji su podvedeni pod sistem AMR. Za proračune proizvodnje iz moguće V-OIE korišćeni su podaci o merenjima stvarne snage proizvodnje iz postojeće solarne elektrane (ukupne snage 5060 W) na Školi "Rade Končar". Na način detaljno objašnjen u [14], procenjeni su raspoloživa površina krovova u posmatranom području i maksimalni mogući kapacitet agregirane fotonaponske elektrane, od 375 kW. Potom je prema ovoj vrednosti skalirana godišnja proizvodnja navedene realne fotonaponske elektrane (na vrednosti  $P_{gPV}$  sa slike 14) i superponirana na opterećenje posmatrane TS ( $P_{dem}$ ), modelovano na način takođe detaljno opisan u [14]. Zatim je simulirana i primena konkretnog programa DSM, zasnovanog na dodatnom angažovanju klima-uređaja (AC+), modelovanog i opisanog u [14], [18], [20].

#### 5.2.2 Rezultati simulacijâ na odabranom području TS 10/0,4 kV

Na slici 14 prikazan je slučaj za instaliranih 840 panela po 250 W, i kada je tokom jula i avgusta aktivirana pomenuta varijanta programa DSM. Vidimo da samo u nekoliko kratkih vremenskih intervala dolazi do povratnog toka energije iz TS V-1091 ka napojnoj 10 kV mreži.

Broj panela od 840 je izabran za prikaz, jer sa daljim povećanjem broja panela ovako modelovan DSM program nije u stanju da spreči veći inverzni tok energije od konzuma TS V-1091 ka distributivnoj mreži 10 kV. Takođe, dodatne analize ukupnih gubitaka u zavisnosti od snage ove fotonaponske

mikro-elektarne, koje su takođe urađene tokom ovog istraživanja, pokazale su da je ovaj broj panela, sa tog aspekta, optimalan za razmatrano konzumno područje i njegovo prvobitno opterećenje. Naime, za taj broj panela, relativno smanjenje ukupnih gubitaka u niskonaponskoj mreži je najveće, [21].



*Slika 14 Promena opterećenja TS V-1091 balansirano sa proizvodnjom iz 840 fotonaponskih panela (po 250 W svaki); kriva koja obuhvata i tamne, donje delove, predstavlja slučaj bez primene DSM programa; središnja kriva – sa DSM. /izvor: slika 7 iz [22]/*

## 6. Zaključak

Imajući u vidu probleme sa zagađenjem životne sredine, klimatskim promenama i svim posledicama koje oni izazivaju, jasno je da je neophodan kvalitativan pomerač ka dekarbonizovanom, održivom i troškovno efektivnom elektroenergetskom sistemu, zamenom tradicionalnih, „baznih“ elektranama koje koriste obnovljive izvore energije, uključujući i one za distribuiranu proizvodnju. Mora se podržati rast njihovog udela u proizvodnom miksu, usaglašen, kooptimizovan i sinergijski povezan s ostalim aspektima, uticajem zainteresovanih strana i opcijama strateškog razvoja, uključujući i učešće potrošačke strane. Stoga kombinovana tehnička rešenja (V-OIE/DG & DSM/DR & EV & skladištenje energije), zasnovana na pametnim tehnologijama i podržana odgovarajućim podsticajima, regulativom, tržišnim okruženjem i/ili fleksibilnim tarifama, mogu biti efektivna. Da bi se, pak, procenila njihova moguća efikasnost i izvodljivost, moraju se sprovesti pažljiva istraživanja i analize; počev od procene kapaciteta DSM/DR, preko konceptualnog osmišljavanja tehničkih rešenja/modula/sistema, do simulacija i proračuna efekata, uključujući troškove i dobiti.

## Literatura

- [1] D. Miljević, „Investments into the past – An analysis of Direct Subsidies to Coal and Lignite Electricity Production in the Energy Community Contracting Parties 2018–2019“, Report, available (2020-12-03) at: [https://www.energy-community.org/dam/jcr:482f1098-0853-422b-be93-2ba7cf222453/Miljevi%C4%87\\_Coal\\_Report\\_122020.pdf](https://www.energy-community.org/dam/jcr:482f1098-0853-422b-be93-2ba7cf222453/Miljevi%C4%87_Coal_Report_122020.pdf)
- [2] R. Čabarkapa, V.M. Šiljkut, D. Komatina, M. Tomašević, „Uticaj tržišnih cena električne energije na isplativost buduće reverzibilne hidroelektrane u Srbiji“, *ENERGETIKA* 2021, Zlatibor, juni 2021.
- [3] „A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy“, (recommendation, European Commission, COM (2018) 773)
- [4] Z. Ming, L. Chen, Z. Lisha: „Progress and prospective on the police system of renewable energy in China“, *Elsevier, Renewable Sustainable Energy Rev.*, 2013, (20), pp. 36–44.
- [5] P. Denholm, E. Ela, B. Kirby, et al.: „The role of energy storage with renewable electricity generation“ (National Renewable Energy Laboratory, Jan. 2010), (NREL/TP-6A2-47187).
- [6] B. S. Lee, D. Gushee, „Massive electricity storage, An AIChE White Paper“ (American Institute of Chemical Engineers, 2008).
- [7] K. Kusakana, „Optimal scheduling for distributed hybrid system with pumped hydro storage“, *Energy Conversion and Management*, 2016, (111), pp. 253–260.
- [8] A.S. Kocaman, V. Modi, „Value of pumped hydro storage in a hybrid energy generation and allocation system“, *Applied Energy*, 2017, (205), pp. 1202–1215
- [9] M. Kapsali, J.S. Anagnostopoulos, „Investigating the role of local pumped-hydro energy storage in interconnected island grids with high wind power generation“, *Renewable Energy*, 2017, (114), pp. 614-628
- [10] C. W. Gellings, „The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response“, The Fairmont Press, Inc., Lilburn, USA, 2009, Chapters: 7, 10, 12, 13
- [11] N. Belonogova, T. Kaipia, J. Lassila, J. Partanen, „Demand response: Conflict between distribution system operator and retailer“, *CIREN 21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt, 2011, Paper No. 1085
- [12] 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



- [13] 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.
- [14] Vladimir M. Šiljkut: „Upravljanje potrošnjom u inteligentnim energetske mrežama sa varijabilnom proizvodnjom“, doktorska disertacija, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, 2015, dostupno na: [https://www.etf.bg.ac.rs/uploads/files/javni\\_uvid/izvestaji/doktorske/2015/Vladimir\\_Siljkut\\_disertacija.pdf](https://www.etf.bg.ac.rs/uploads/files/javni_uvid/izvestaji/doktorske/2015/Vladimir_Siljkut_disertacija.pdf)
- [15] V. Shiljkut, N. Rajakovic, „Demand response capacity estimation in various supply areas“, - *Energy*, 2015, Vol. 92, Part 3, pp. 476-486, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.007>
- [16] S. Maksimovich, V. Shiljkut, „The Peak Load Forecasting Afterwards Its Intensive Reduction“, - *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.24, No.3, pp. 1552-1559, July 2009, (ISSN 0885-8977)
- [17] N. Rajakovic, V. Shiljkut, „Long-term forecasting of annual peak load considering effects of demand-side programs“, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 6 (3) 2017. <https://doi.org/10.1007/s40565-017-0328-6>
- [18] N. Rajaković, V. Shiljkut, D. Misović, S. Milosavljević, „Power Transformer Monitoring and AMR System Support for Combined Operation of Distributed RES and Demand Side Management“, *CIREC Workshop 2014*, Rome, paper No. 103
- [19] N. Rajaković, V. Shiljkut, „Determination of the Amount of Cost-effective DSM/DR Module“, *MedPower 2014*, Athens, paper No. 113, <https://doi.org/10.1049/cp.2014.1687>
- [20] V. Shiljkut, N. Rajaković, „Modelling programs for load management using energy storing capacity of buildings“, *MedPower 2016 Belgrade, Serbia*, Paper No. 025; <https://doi.org/10.1049/cp.2016.1003>
- [21] V. Shiljkut, N. Rajaković, „Determination of optimal number of RES units in a smart low voltage grid with demand response program's application“, *SEE SDEWES 2016*, Piran, Slovenia, Paper No. 183
- [22] V. Šiljkut, N. Rajaković, M. Dilparić, I. Batas Bijelić, „Utvrdivanje specifičnog rashladnog kapaciteta prostorija pri modelovanju programa upravljanja opterećenjem“, *Deveto savetovanje o elektrodistributivnim mrežama Srbije CIREC Srbije*, Vrnjačka Banja, 2014.

**Abstract.** Environmental protection and sustainable development cause a qualitative shift towards cleaner technologies in the field of electrical power. Countries with fossil fuel-based electricity generation have a questionable energy future regarding the independence and security of their end-users' supply. Therefore, it is necessary to explore all possible options for future development, taking into account the synergistic potential of other energy sources in electricity deficit compensation. That need will arise after the shutdown of fossil fuel power plants. It is necessary to mutually synchronize the development and application of different energy sources. For example, the large share of renewable energy sources with highly variable generation, without the presence of significant energy storage capacities or other sources that could compensate for these rapid power fluctuations, causes problems in energy balancing and disrupts power system flexibility and stability. Among the supporting pillars of a secure and decarbonised power system, special attention will be paid to the possible role and contribution of consumers; increasing their energy efficiency, using the heat capacity of buildings, demand response and direct demand side management.

**Keywords:** capacity, decarbonisation, demand, fossil fuels, generation, response

## **Consumers' Influence in Sustainable Decarbonisation of Future Power System**

Vladimir M. Šiljkut (Šiljkut)

Rad primljen u uredništvo: 04.10.2021. godine.

Rad prihvaćen: 03.12.2021. godine.