

# MAPA PUTA STANDARDIZCIJE ZA UPRAVLJANJE DISTRIBUTIVNIM SISTEMOM

## DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM STANDARDIZATION ROADMAP

Ivan JAGODIĆ, JP Elektroprivreda Srbije, Beograd, Srbija  
Zdravko RISTIĆ, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija  
Vladimir POLUŽANSKI, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Beograd, Srbija  
Snežana LILIĆ, Institut za standardizaciju Srbije, Beograd, Srbija  
Mihajlo RISTIĆ, Q-Total, Beograd, Srbija

### KRATAK SADRŽAJ

U radu je izložena Mapa puta standardizacije za upravljanje distributivnim sistemom, koja je jedan deo Mape puta standardizacije inteligentnih mreža. Dati su standardi i specifikacije za ovaj sektor.

Izloženi su i ključni ciljevi da distributivni sistem i upravljanje ovim sistemom obezbedi standardizaciju, koordinaciju i smernice na nivou sistema u oblastima Inteligentna mreža i Ineligentna energija.

**Ključne reči:** standardi, mapa puta, upravljanje distributivnim sistemom, inteligentne mreže.

### ABSTRACT

The paper presents a Standardization Roadmap for managing the distribution system, which is part of the Smart Grid Standardization Roadmap. Standards and specifications for this sector are given.

Key objectives of the distribution system and the management of this system are set out to provide standardization, coordination and guidance at the system level in the areas of Smart grid and Smart energy.

**Keywords:** standards, roadmap, distribution management system, smart grid.

### UVOD

Distributivni sistem (DS) je kompleksan sistem za distribuciju električne energije. Spada u domen kritične infrastrukture koja je bazna za rad privrede i život građana. DS u sklopu Elektroenergetskog Sistema (EES) prolazi kroz proces strukturnih promena usled promene propisa i tehničkog napretka. Usvojeni su zakoni koji podstiču konkurenciju u DS i EES, poput zakonskog razdvajanja, u direktivama EU. Tehnički napredak dovodi do novih proizvoda i usluga poput upravljanja zahtevima (DSM- Demand Side Management). Rad mreža postaje komplikovaniji zbog distribuirane proizvodnje obnovljivih izvora energije sa fluktuirajućim napajanjem i sve većim brojem učesnika na tržištu. Na DS posebno utiču regulacije, posebno propisi o ograničenju cena za mrežne naknade. Regulacija cene-plafon (Price-Cap) vodi do ograničenja prihoda za DS i samim tim ih primorava na preduzimanje optimizacije procesa i smanjenje troškova. Operatori distributivnih sistema (ODS), se svakodnevno suočavaju sa raznim povećanjem zahteva. Zahtevi poput pouzdanog snabdevanja, energetske efikasnosti, kvaliteta električne energije, stižu kako od regulatora, tako i od kupaca na svim naponskim nivoima i sve većeg broja vlasnika obnovljivih izvora. Tu su i problemi lošijeg hlađenja i pregrevanja opreme DS u lernjem peridu (temperature u hladu preko 40 stepeni C), uz povećanje potrošnje zbog rada klima uređaja i rashladnih sistema.

Ništa više nije kao što je bilo. Na mnoga pitanja koja se javljaju u praksi treba dati adekvatne odgovore kako bi DS i ODS izabrali najbolji, najefikasniji i najekonomičniji put u implementaciji poboljšanja EES i Informativno-komunikacionih (IKT) sistema. Jedan od proverenih, a sigurno i najbolji pristup je prikupljanje iskustava kroz pilot projekte, metod korišćenja najbolje prakse i primenu visokog kvaliteta. U tom procesu saradnja između DS, ODS i značajnih proizvođača i primenjene nauke koji nude svoja tehnička rešenja su od suštinskog značaja. Ali potrebna je visoka veština zaposlenih DS i duboka kontrola i obezbeđenje kvaliteta, da bi se dobila pouzdana i primenjiva rešenja baš za DS. DS u EU imaju svoj naučni razvoj, svoje naučno-istraživačke institute i akademije. Softveri i hardveri su obično ugovaraju na garantni rok od 12 do 24 meseca, a neke licence idu na rok od 36

meseci. Dok proizvođači auta daju garantni rok od 7 godina, DS dobija softver i hardver sa garantnim rokom od 1 do 2 godine. Tu su i veliki problemi bezbednosti i pouzdanosti "nejakih" softvera i ranjivih hardvera, kao i veliki broj incidenata u IKT sistemima DS [ 1 ].

Liberalizacija tržišta električne energije pooštrila je zahteve za pouzdanost DS i primenu inteligentnih mreža. Inteligentne mreže su se pojavile kao pokušaj da se odgovori na privatizacije EES i DS, maksimalnog izvlačenja profita, neulaganja u EES i DS i da se kapitalna oprema iskoristi do maksimuma. Ali maksimalno izvlačenje profita se pokazalo kao veoma opasno i mnogima se »obilo o glavu«. Kada se raspadne EES tada je mrak (Blackout), sve staje i tada ne vredi regulativa, ne vrede » opšti stručnjaci«, »ekonomski inženjeri« i »informatički energetičari«, a ni inteligentne mreže »preko oblaka«, već je neophodna samo visoka tehnička kompetentnost i veština [ 2 ].

Bazni standardi za Smart Grid su završeni do 2014., poboljšanja su vršena do 2016. i onda je urađena Smart Grid-Roadmap krajem 2017. Paralelno su rađeni standardi za Inteligentna merenja (Smart Metering) i standardi za Inteligentnu energiju (Smart Energy) [ 3 ]. Veliki napori su uloženi da se izvrši standardizacija Inteligentne energije (Smart Energy), Inteligentnih mreža (Smart Grid) i Inteligentnih merenja (Smart Metering). Standardi za Inteligentnu energiju značajno kasne.

## MAPA PUTA STANDARDIZACIJE INTELIGENTNIH MREŽA

Mapa puta je data u IEC TR 63097:2017 [3], Smart grid standardization roadmap-SGRS, u tehničkom komitetu SyC Smart Energy. Korisnicima standarda daje smernice za odabir najprikladnijeg skupa standarda i specifikacija. Ovi standardi i specifikacije postoje ili su planirani, a pruža ih IEC. Cilj je stvaranje zajedničkog skupa vodećih principa na koje mogu da se pozivaju krajnji korisnici i operatori koji su odgovorni za specifikaciju, dizajn i implementaciju Inteligentne energije (Smart Energy Systems). Kao živi dokument, ova mapa puta biće podložna budućim izmenama. U trenutnoj fazi fokus ostaje „Smart Grids“, a deo mape obrađuje standarde upravljanja DS.

Mapa SGRS ima sledeća poglavlja: Uvodni delovi; 4 Kontekst Smart Grid ; 5 IEC Smart Grid Standardization plan; 5.9.5 Napredni sistem upravljanja distribucijom (ADMS- Advanced distribution management system); 5.9.6 Sistem automatizacije distribucije; 5.9.7 Sistem za automatizaciju podstanica; 5.10.3 Modelovanje podataka; 5.10.4 Bezbednost i privatnost; 5.10.5 Provera autentičnosti, autorizacija, računovodstveni sistemi; 5.10.8 Identifikacija objekta, klasifikacija proizvoda, svojstva i dokumentacija; 5.10.9 Funkcionalna sigurnost; Aneksi A, B, C.

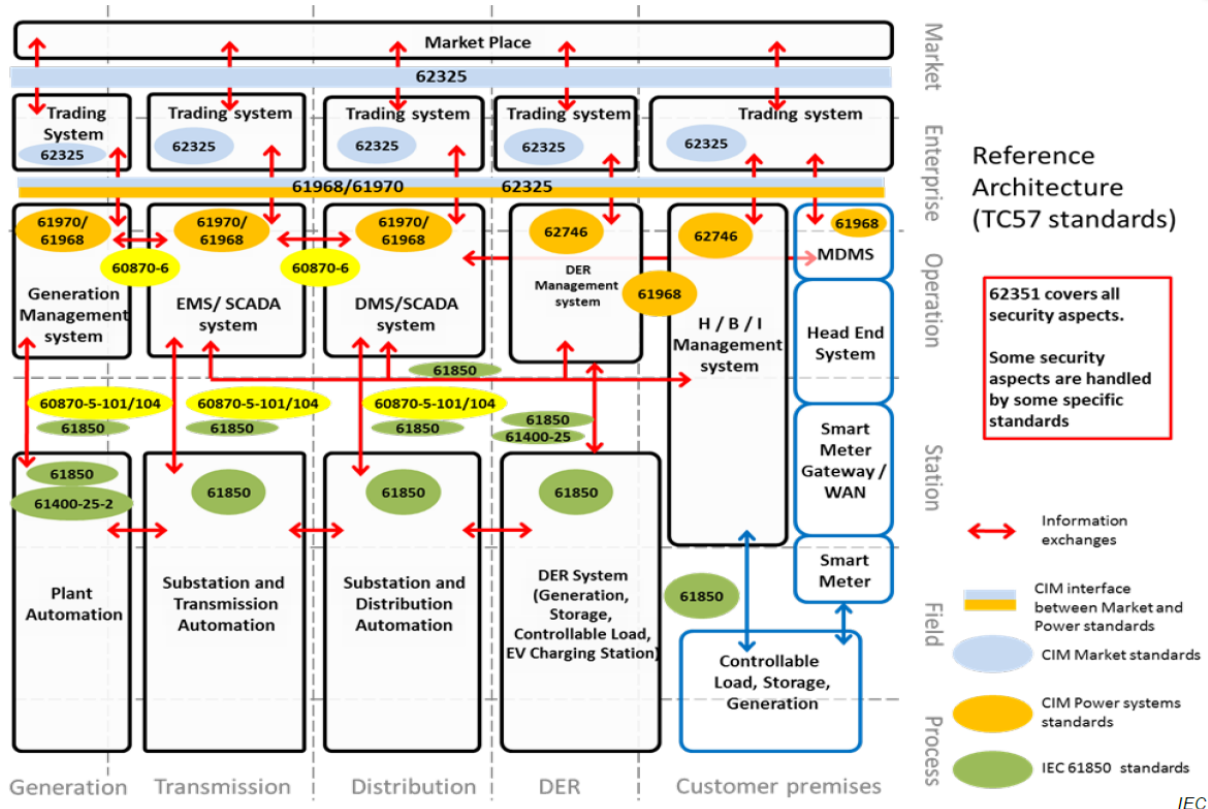
Sadrži rezime osnovnih standarda koji predstavljaju stubove postavljanja standarda inteligentne energije. Zatim se istražuju glavne oblasti Smart Grid. Struktura se razvila tako da obuhvati puni opseg inteligentnih mreža sa standardima:

- elektrotehnika (planiranje mreže, integrisanje DER (Distributed Energy Resources), energetska elektronika, mreže jednosmerne struje, uticaj na niskonaponske instalacije).
- komunikacioni sistemi, podeljeni u 19 odeljka: sistemi upravljanja proizvodnjom, FACTC, upravljanje energijom, sistemi za sprečavanje raspada, napredni sistemi upravljanja DS, sistemi za automatizaciju DS, inteligentni sistemi automatizacije podstanica, sistemi za distribuirane energetske resurse, napredna infrastrukturna brojlara, back-office sistemi povezani sa brojilom, sistemi tržišta, reakcija potražnje i sistemi za upravljanje opterećenjem, HBES / BACS (u zgradama) sistemi, industrijski automatizovani sistemi, sistemi za upravljanje električnim skladištenjem, elektro-mobilni sistemi, vremenski prognozirani sistemi, upravljanje resursima i sistemi za nadgledanje stanja, mikroostrva.
- standardi koji pokrivaju unakrsne oblasti kao što su komunikacija, modelovanje podataka, kibernetička sigurnost, autentifikacija, autorizacija, računovodstvo, upravljanje satom, EMC, kvalitet napajanja, funkcionalna sigurnost.

Prilozi daju: - tabele koje za svaki standard navode glavno područje njegove upotrebe; - pregled osnovnih IEC standarda; - reference na poznate putopise Smart Grid / Smart Energy koje su dostavila neka regionalna tela.

Ukupno ovaj dokument identifikuje 564 relevantnih standarda / specifikacija i / ili standardnih delova za razmatrani domen. Analizirano je pet elektrotehničkih domena, devetnaest specifičnih sistema i devet unakrsnih tema.

IEC TR 63097 Plan za inteligentne mreže: IEC, kao jedina međunarodna organizacija za standardizaciju u oblasti elektrotehničke standardizacije, u idealnom je položaju da pruži takav dokument. IEC nije jedino telo koje doprinosi standardizaciji inteligentne energije; ovaj dokument pokazuje da IEC pokriva 50% korišćenih standarda ili specifikacija. Mapa puta standardizacije inteligentnih mreža data je na slici 1.



Slika 1: Mapa puta standardizacije inteligentnih mreža [ 3 ]

Na mapi puta su date serije standarda Smart grid za proizvodnju, prenos, distribuciju, obnovljive izvore i kupce.

## STANDARDIZACIJA INTELIGENTNIH MREŽA U EVROPSKOJ UNIJI (EU)

Prikaz projekata iz ovih oblasti u EU je dat u „Towards Interoperability within the EU for Electricity and Gas Data Access & Exchange“ iz 2019. [ 4 ]. Ovaj dokument sa tehničkim informacijama koje podržavaju završni izveštaj pripremila je Radna grupa za format podataka i postupke u okviru ekspertske grupe 1 (EG1, „Standardi i interoperabilnost za korišćenje inteligentnih mreža“) Evropske radne grupe za inteligentne mreže i proizvod je intenzivnog rada i diskusija tokom 2017-2018 među učesnicima iz EG1.

EG1 i njegova podgrupa interoperabilnosti istražuju opšte koncepte za dostizanje interoperabilnosti između nacionalnih evropskih energetske tržišta, uzimajući u obzir postojeći razvoj i dokazane strukture u upotrebi. Ovde je izazov razlikovati pojmove harmonizacije, konvergencije i interoperabilnosti, poštovati osnovnu liniju i uravnotežiti prednosti supsidijarnosti sa onima konvergencije i izvodljivosti. Treba osigurati temelje za održavanje interoperabilnosti sprečavanjem rastajanja budućih tržišnih struktura u različitim državama članicama i još više ih približiti, istovremeno smanjujući ulazne troškove za nove učesnike na nacionalnim tržištima kako bi se olakšala konkurencija i ekonomija obima. Treba istaći da je značajan deo dimenzija interoperabilnosti u fokusu ove grupe povezan sa poslovanjem i poslovnim procesima koji saraduju na poslovnom nivou, pa su dimenzije u fokusu više na semantičkim konceptima nego na tehničkim aspektima (tj. u okruženju između mašine i mašine (M2M)).

Stoga se „Interoperabilnost između sistema u inteligentnoj mreži mora razmotriti i dobro navesti u slučajevima korišćenja, da bi se konstruisali interoperabilni Smart Grid sistemi. Slučajevi primene daju osnovu za specifikaciju funkcionalnih zahteva, nefunkcionalnih zahteva, test slučajeva i test profila “.

Ako su dva ili više sistema sposobna da komuniciraju i razmenjuju podatke, pokazuju sintaktičku interoperabilnost. Specifični formati podataka (npr. XML-eXtended Markup Language) i protokoli komunikacije (TCP / IP) su osnovni alati sintaktičke interoperabilnosti . Da bi se osigurala interoperabilnost, potreban je semantički model koji određuje strukturne elemente za obradu informacija. Iako je razvoj komunikacijskih protokola znatno napredovao u poslednjim dekadama, što olakšava sintaktičku interoperabilnost, semantička interoperabilnost je mnogo izazovnija jer zahteva definisanje zajedničkih jezika.

Prema GridWise Architecture Council (GWAC), interoperabilnost EES i DS može se definisati kao „bešavna, krajnja povezanost hardvera i softvera od strane potrošačkih uređaja sve do sistema distribucije i prenosa do

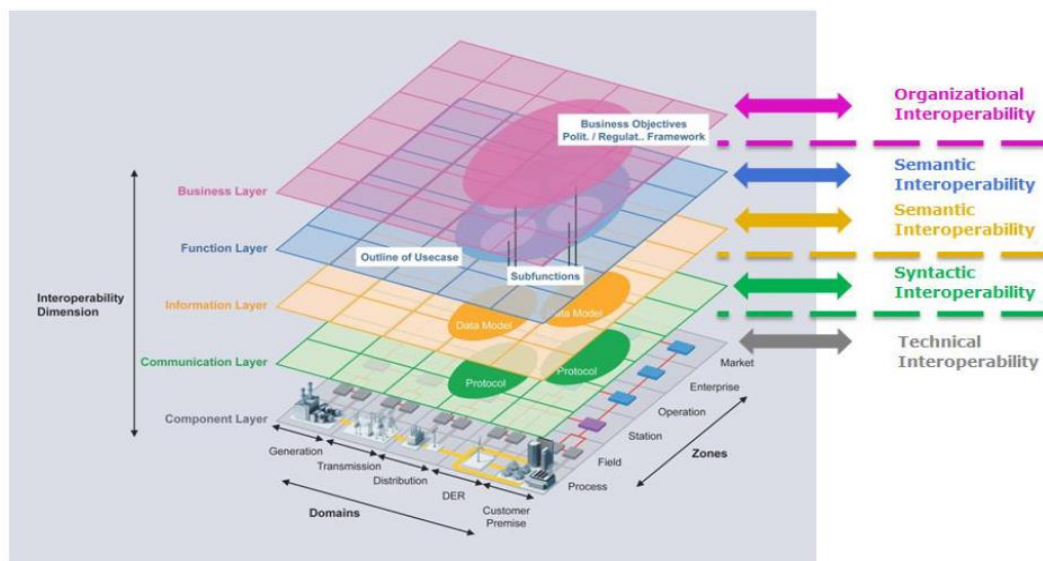
izvora napajanja, poboljšavajući koordinaciju energetske mreže sa protokom informacija i analizama u realnom vremenu“. To je osnovni koncept modernizacije električne mreže koji podrazumeva inteligentnu mrežu, što je veliki, složen „sistem sistema“ sa mnogim zainteresovanim stranama, a svaki od njih ima različite potrebe koje mora udovoljiti. To doslovno znači kako proizlazi iz rada GWAC i usvojenog od CEN / CENELEC da bi inteligentna mreža trebala da olakša: Razmena značajnih informacija; Zajedničko razumevanje razmenjenih informacija; Dosledno ponašanje / poslovnih procesa u skladu sa sistemskim pravilima i Potreban kvalitet usluge kao što su pouzdanost, vremenske performanse, privatnost i bezbednost.

Okvir koji se koristio u svrhe interoperabilnosti je model SGAM (Smart Grid Architecture Model) i glavni je rezultat radne grupe za referentnu arhitekturu koja je urađena mandatom 490 EU pod nazivom „Smart Grid Mandate“ da podrži implementaciju evropskih inteligentnih mreža.

Na osnovu SGAM okvira postoji pet različitih slojeva interoperabilnosti: 1. poslovni sloj, koji predstavlja poslovni pogled na informacije (poslovni modeli, tržišne strukture, poslovni portfelj itd.); 2. Funkcijski sloj koji određuje funkcije i usluge; 3. Informacioni sloj koji predstavlja model podataka koji se koristi da bi se osiguralo zajedničko razumevanje izmenjenih podataka; 4. Komunikacioni sloj, koja je komunikaciona tehnologija (npr. PLC ili Ethernet) i komunikacioni protokol za prenos podataka; 5. Komponentni sloj, koji je hardver za povezivanje sistema ili uređaja, kao što su napajanja (fizička distribucija).

Takođe obuhvata pet domena pretvaranja energije (proizvodnja, prenos, distribucija, DER, korisnici) i šest zona fokusiranih na upravljanje informacijama na različitim nivoima (proces-process, polje-field, stanica-station, rad-operation, preduzeće-enterprise, tržište-market). SGAM okvir i njegova metodologija imaju za cilj da predstavljaju dizajn slučajeva primene Smart Grid na arhitekturu, ali na neutralan način prema rešenju i tehnologiji.

Fokus za sloj informacija: Smart Grid je sredstvo za podržavanje niza aplikacija, a minimalni zahtevi standarda postoje kako bi se aplikacije mogle rasporediti. To znači da bi postupak konvergencije / interoperabilnosti standardizacije trebao ponuditi formalni put između aplikacije kao što je to tražio Smart Grid i samostojećih procesa, tj. procesa „odozgo prema dole“. Fokus ove grupe je prvo bio na „semantičkom“, a zatim na „sintaktičkom“ nivou interoperabilnosti, tj. tako da ne samo da bi mogli da razmenjuju pakete informacija, već pre svega da bi razumeli informacije sadržane u tim paketima. Ipak, kada novi učesnici uđu na tržište, moraju se uzeti u obzir svi slojevi - poslovni, funkcionalni, informacioni, komunikacijski i komponentni sloj. Prikaz je dat na slici 2.



Slika 2: Smart Grid Architecture Model (SGAM) interoperabilni slojevi [ 4 ]

Osnove SGAM je izrađen i stalno se poboljšava u evropskim projektima kroz M / 490.

Posebna pažnja se posvećuje incidentima u IKT sistemima. Početkom januara 2018. otkrivene su ozbiljne i fundamentalne ranjivosti u hardverskoj arhitekturi gotovo svih Intel, ARM, AMD procesora. Ovo je nova klasa ranjivosti (Meltdown/Spectre) kao rezultat grešaka u dizajnerskoj arhitekturi. Ažuriranja softvera ne mogu potpuno zatvoriti sigurnosne rupe. Ove hardverske sigurnosne ranjivosti imaju potencijal da sadašnji poslovni modeli i osnovni koncepti IKT sigurnosti učine zastarelim. Ti čipovi su instalirani u milionima uređaja i čine osnovu modernih računara. Postoje informacije koje dokazuju da su operatori DS i energetskih sistema sve više u fokusu stranih sajber napada i da moraju očekivati da se rizik poveća. Osiguravanje digitalne budućnosti sadrži brojne oblasti koje će odgovoriti na buduće izazove u prevenciji, otkrivanju i odbrani od sajber pretnji. Ovo uključuje brojne aktivnosti DS kompanija u saradnji sa nacionalnim CERT (Computer Emergency Response

Team) u koordinaciji prevencije i zaštite od bezbednosnih rizika u IKT sistemima. DS moraju maksimalno da poboljšaju kvalitet i bezbednost IKT sistema, a sa digitalizacijom da idu vrlo oprezno i postepeno [ 1 ].

Za Kritičnu infrastrukturu (EES i DS) je bazna strategija i bazno upravljanje prema zahtevima upravljanja krizom. Ovo upravljanje se danas koristi za upravljanje epidemijama. Mora da se koristi i za viruse u elektronici (hardver, softver, komunikacije), za ranjive čipove i "nejake" softvere. Dajemo kratak primer za DS:

1. Poznato (izvesnost)-Poznato (rizik): Poznato: Temperatura ambijenta u hladu u Srbiji ide do 44 stepena C. -Poznato: Novi energetski transformatori moraju da se rade za temperature ambijenta do 45 stepeni C, da bi se smanjio rizik na prihvatljiv nivo.
2. Poznato (izvesnost)-Nepoznato (rizik): Poznato: Nabavka i instaliranje velikih količina "nejakih" softvera i licenci lošeg kvaliteta- Nepoznato (rizik): Veoma visok rizik koji dovodi do raspada DS ili dela sistema.
3. Nepoznato (izvesnost)-Nepoznato (rizik): Nepoznato (izvesnost): Izvesno je da su prodati milioni ranjivih čipova od Intel, ARM, ABM, ali je nepoznata potpuna ranjivost- Nepoznato (rizik) : Nepoznata je visina rizika koji milioni ranjivih čipova unose u EES tj DS i kada će da izazovu raspad DS.

## INTELIGENTNE MREŽE U SVETU

U svetu je u krajem 2013. implementirano oko 97,7 miliona inteligentnih brojila [ 6 ]. Oko 90% količine je u Kini, 7% u Severnoj Americi, 2% u Evropi. Region Azije i Pacifika, na čelu sa Kinom, ima vodeću ulogu u smislu količine ugrađenih brojila, uz napomenu da se primenjuju različiti nivoi tehnologija. Japan je na dobrom putu da krene u masovnu ugradnju smart meter tehnologija. Kina je završila 2013. kao najveći investitor u smart grid. Najveći deo investicije čini instalacija 62 miliona smart meter. Ukupno je instalirano oko 250 miliona smart meter do sada, što je dva puta više od ukupnog broja "domaćinstava" u SAD.

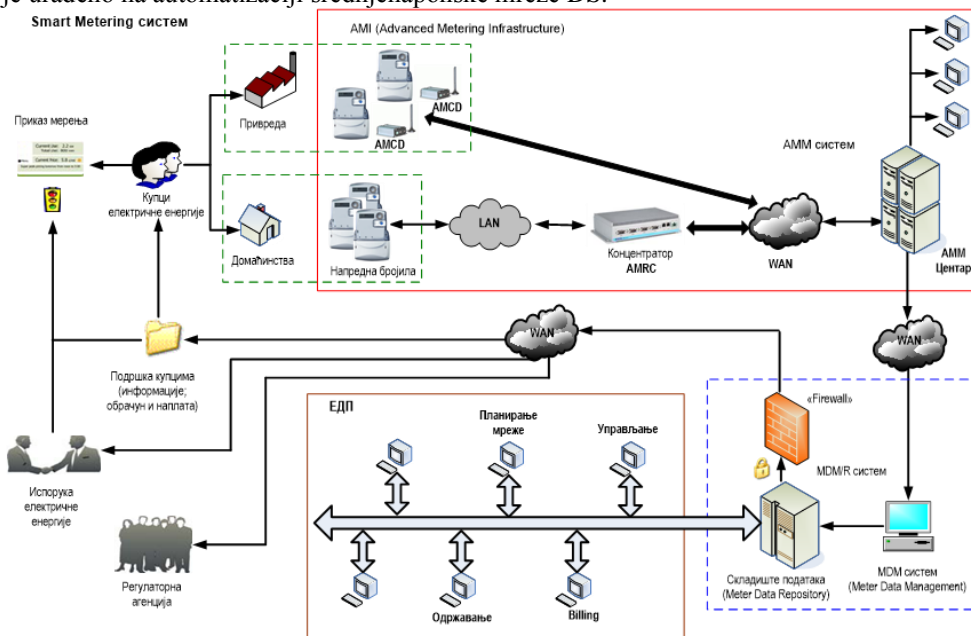
Evropski pristup je sa ciljem da bi se gradovi pretvorili u inteligentna i održiva okruženja, a to jedan je od najvećih izazova sa kojima se suočava EU. Skoro tri četvrtine Evropljana živi u gradovima, konzumirajući 70% energije. Zagušenje u energetskim vodovima košta EU oko 1% BDP-a na godišnjem nivou. Problem je najviše izražen u urbanim sredinama. Od smart tehnologija se očekuje da u gradovima daju veliki doprinos u rešavanju mnogih urbanih izazova [ 2 ]. Posmatrajući pojedinačno, Italija i nordijske zemlje prednjače u implementaciji smart meter. Nasuprot navedenom, Nemačka okleva sa implementacijom. Od veoma optimističkog početka, očekuje se da će tek 12% domaćinstava u Nemačkoj imati smart meter u naredne četiri godine, nasuprot 51% kako je prvobitno bilo planirano 2010. Predviđanja o implementaciji, iz 2012., bila su sledeće: Francuska 49%, Španija i Portugalija 73%, V Britanija i Irska 65% mada je kod poslednjih % verovatno precejenjen jer je implementacija već odložena radi bolje pripreme. Evropa je veoma svesna da implementacija smart meter nije samo pitanje tehnologije, već i prihvatljivosti celog procesa od strane kupaca. Ukoliko veliki broj kupaca ne bude želeo zamenu postojećih brojila sa smart meter, troškovi implementacije biće veći, jer će biti potrebno više novca uložiti kako bi ti kupci promenili mišljenje.

## INTELIGENTNE MREŽE U SRBIJI

Obrađene su u Internom standardu (IS) Operatora distributivnog sistema „EPS Distribucija“ (ODS) pod nazivom „Funkcionalni zahtevi i tehničke specifikacije AMI MDM Sistema“ iz 2014. [ 7 ]. Napredni sistem za merenje i upravljanje potrošnjom električne energije, očitavanje električnih brojila, obradu i arhiviranje podataka (Smart Metering System—u daljem tekstu: Sistem) obuhvata naprednu mernu infrastrukturu (AMI), upravljanje daljinskim očitavanjem (AMM) i upravljanje mernim podacima i skladištenje podataka (MDM/R) i dato je na slici 3. AMI je infrastruktura u okviru koje se podaci memorisani u brojilima označeni tačnim datumom i vremenom periodično daljinski prikupljaju posredstvom koncentratora (AMRC) i prenose do upravljačkog računara (AMCC) u okviru AMM Centra, i dalje do centralizovanog MDM sistema. Daljinsko prikupljanje podataka moguće je realizovati i u direktnoj komunikaciji između brojila opremljenih odgovarajućim komunikacionim modulima (AMCD) i AMCC. AMR/AMM sistemi u tekućoj deceniji beleže dosta brz razvoj. Sistem će biti realizovan u skladu sa relevantnim standardima. U okolnostima neprestanog razvoja tehnologija i pratećih standarda, rešenje koje se predlaže je usklađeno sa pravcima razvoja u ovoj oblasti. Osnovni deo materijala su tehničke i funkcionalne specifikacije. IS daje ciljeve, principe, kontekst, zahteve, pristup realizaciji sistema i sve što utiče na sadržaj tehničke specifikacije.

IS, „Funkcionalni zahtevi i tehničke karakteristike brojila električne energije i komunikacionih uređaja V 4.0“ donet je 2019 [ 8 ]. Veoma je bitno što je donet ovaj IS, jer su to tehničke specifikacije ključne za mnoge zainteresovane strane. Isti treba malo dopuniti: formulisti zahteve iz Direktive 2014/32/EU (navedena je direktiva iz 2004.), životnim vekom hardvera i softvera. Treba pohvaliti donošenje ova dva IS u ODS i JP EPS.

Opšti cilj uvođenja AMI MDM sistema je poboljšanje energetske efikasnosti i podsticanje racionalnijeg korišćenja energije u skladu sa evropskim ciljem „20/20/20“, odnosno 20% više obnovljivih izvora, 20% manje emisije CO2 i 20% povećanja energetske efikasnosti u EU do 2020, a sve u okviru šire Smart Grids platforme. U JP EPS je za te projekte bilo planirano oko 700 miliona evra, ali nije dovoljno ostvareno. Mnogo više je urađeno na automatizaciji srednjenaponske mreže DS.



Slika 3: Prikaz šeme Smart Metering i Smart Grid Sistema

EPS grupa je donela i primenjuje za DS 64 Tehničke preporuke (TP) i 3 Interna standarda (IS). To je jedan od ključnih stubova EES i DS Srbije, pouzdanosti DS Srbije i Kritične infrastrukture Srbije. JP EPS da bi odolelo svim pritiscima zakonske regulative, minimalne cene, malog ulaganja u kapitalnu opremu, zahtevima potrošača, nejakim softverima i ranjivim hardverima mora da se okrene svom naučno-istraživačkom radu (NIR) kao što rade razvijeni DS. NIR u JP EPS postoji od osnivanja. Ali svake godine kada se seku sredstva to se vrši najviše preko NIR. NIR spada u Intelektualni capital (IC) JP EPS. JP EPS može da se izbori sa pritiscima samo ako mu je IC viši od finansijskog kapitala. U EU se u EES i DS od 2005. intenzivno procenjuje i stalno poboljšava IC. Recimo u Energie Baden-Wurttemberg je motivacija zaposlenih 60%, dok je u JP EPS oko 45%, tehničke kompetence su kod njih 59,2 %, a u JP EPS oko 47 % [ 9 ]. Pošto JP EPS stalno snižava svoj NIR, a i saradnju sa domaćim institutima i fakultetima, instituti i fakulteti su prinuđeni da projekte traže na Bliskom istoku i u EU. Domaći NIR neće da “skine” podatke EES i DS, jer će i on rasti i jačati sa JP EPS i ODS.

Jedan od stubova IC su IS i TP. JP EPS i ODS moraju da donose IS upravljanja DS, a prema ovde datoj mapi puta. Tu su i nove tehničke specifikacije za nabavke kapitalne opreme, za monitoring kapitalne opreme (transformatora, teretne preklopke, PLC itd.), za kompenzaciju reaktivne energije. Recimo Elektro mreža Srbije (EMS) ima 32 IS. EMS ima i 3 Tehničke procedure iz upravljanja. Problem standardizacije u JP EPS i DS je akutan jer je pre 2017. ostao bez 58 eksperata za standarde (uglavnom odlazak u penziju) gde su neki predsednici/ članovi Stručnog saveta, predsednici komisija i dugogodišnji članovi komisija za standarde. Bilo je nekoliko inicijativa od Instituta za standardizaciju Srbije da se standardizacija u JP EPS vrati, za početak, na nivo iz 2017., ali to još nije zaživelo.

## STANDARDIZACIJA UPRAVLJANJA DISTRIBUTIVNIM SISTEMOM

U poslednjih nekoliko decenija upravljanje naprednom distributivnom mrežom (ADMS) je bilo progresivno podržano naprednim sistemima za upravljanje distribucijom kako bi se poboljšao radni tok i optimizovalo mrežno poslovanje / rad i ukupna bezbednost. To je uglavnom rezultiralo implementacijom pojedinačnih naprednih mrežnih aplikacija specifičnih za svaku funkciju i funkcionalnu grupu uslužnog programa.

ADMS (Advanced Distribution Management System) se sastoji od niza komponenti: SCADA, realno vreme, praćenje i kontrola; napredne mrežne aplikacije uključujući mrežno modeliranje; upravljanje prekidima rada, uključujući upravljanje posadom i resursima; upravljanje radom.

Da bi održali mrežni model, ADMS se često međusobno direktno ili preko SOA (Servisno orijentisana arhitektura) interfejsa povezuju sa geografskim informacionim sistemom. Geografski informacioni sistem (GIS)



odnosi se na informacioni sistem i sve elemente potrebne za prikupljanje, skladištenje, manipulaciju, analizu, upravljanje i predstavljanje svih vrsta geografskih podataka i informacija radi podrške mrežnom operateru ili menadžeru resursa u pogledu donošenja odluka u radu energetske infrastrukture. Sistem podržava sve vrste procesa, od planiranja i dizajna do svakodnevnih aktivnosti rada i održavanja. Omogućava operateru i planeru lokaciju resursa (Asset) i ostale relevantne specifikacije i dimenzije Asset. Potreba za ADMS bila je vođena liberalizacijom i deregulacijom, zajedno sa globalno stagnirajućom ekonomijom, primoravajući komunalne kompanije da pronađu nove načine za poboljšanje kvaliteta snabdevanja i usluga za kupce, a istovremeno i profitabilnost preduzeća, štedeći troškove u svojim poslovnim procesima, uz zadržavanje energije cene na konkurentnom nivou. Može se pretpostaviti da je njihova trenutna organizacija rada zrela i da su veštine njihovog osoblja i raspoložive funkcionalnosti IT sistema dobro iskorišćeni. Dakle, glavno rešenje za postizanje dodatnih ciljeva kompanije biće kroz bolju integraciju njihovih IT sistema.

ADMS pokriva sve funkcije potrebne za efikasno upravljanje DS iz kontrolnog centra. S obzirom na ogromne površine pokrivena DS kao i izuzetno veliku količinu električne opreme koja se koristi, operativni zahtevi u takvim mrežama su višeslojni i složeni. To je razlog zašto tehnologija upravljanja zahteva funkcije koje precizno ispunjavaju ove zahteve i pružaju operativnu podršku. Ključne funkcije kontrolne tehnologije u DS uključuju:

- SCADA (kontrola nadzora i prikupljanje podataka – Supervision Control and Data Acquisition); predviđanje opterećenja; upravljanje prekidom rada i radnim nalogima (OMS- outage and work order management); upravljanje greškama; rešavanje problema; planirani prekidi rada; korektivne mere; odgovor na potražnju i upravljanje opterećenjem; procedure zamene; upravljanje problemima poziva; upravljanje posadom;
- geografski informacioni sistemi (GIS- Geographic Information Systems); Korisničke informacije; upravljanje imovinom; upravljanje modelom.

U prošlosti nije bilo uobičajeno primenjivati funkcije izračunavanja mreže za DS, jer su takvi sistemi bili opremljeni za samo mali broj merenja. Ovo je isključilo upotrebu algoritama za procenu. Veličina sistema srednjeg napona takođe je predstavljala probleme sa resursima što se tiče računarske snage i vremena. Danas su na raspolaganju softverski paketi za analizu DS koji su posebno razvijeni za velike DS. Ove softverske aplikacije sadrže funkcije za nadgledanje i optimizaciju rada sistema i primenjuju takozvane tehnike kalibracije opterećenja umesto algoritama procene. Informacije o vrednosti nedostatka dinamičkim merenjima zamenjuju se odgovarajućim statističkim podacima koji, na primer, omogućuju definisanje profila opterećenja u mreži. Međutim, visok udeo radijalnih sekcija u DS čini aplikacije kao što su analiza isključenja prilično besmislenim, jer neuspeh u radijalnom delu sistema dovodi do trenutnog prekida napajanja (Mi nemamo zatvoreni distributivni prsten ni oko Beograda, jer se još uvek za to koristi i prenosna mreža, a on treba da se uradi).

Upravljanje greškama ima veću ulogu u radu DS nego što je to slučaj u prenosnim sistemima. Niža selektivnost zaštite u DS znači da se veći delovi mreže isključuju u slučaju kvara nego što je to slučaj u prenosnoj mreži, gde je obično samo operativna oprema na koju je greška izolovana. Iz tog razloga, neophodno je lokalizovati kvarove na DS što preciznije kako bi se što brže moglo obnoviti napajanje onim delovima mreže koji su bili bez napajanja, iako nisu u kvaru. U tu svrhu, postoje aplikacije dizajnirane za rad DS, koje sužavaju mesto greške što je više moguće analizom poruka o greškama primljenih u upravljačkom sistemu. Na osnovu toga, oni predlažu načine izolacije operativne opreme za koju se sumnja da je neispravna. Nakon izolovanja opreme, formulišu se predlozi za prebacivanje, pri čemu se napon može vratiti u nesmetane delove. Postoje posebni programi koji omogućavaju automatsku ili poluautomatsku primenu ovih korektivnih operacija prebacivanja i koji takođe podržavaju pripremu i sprovođenje svih ostalih mera prebacivanja u mreži. Upravljanje greškama i prekidom rada, u kombinaciji sa aplikacijama za kontrolne centre i upravljanjem razmeštajem za osoblje terenskog servisa, omogućavaju brzo i efikasno sprovođenje planiranih i neplaniranih prekida u snabdevanju kako bi se maksimizirao kvalitet isporuke.

Pod normalnim uslovima rada godišnja učestalost neplaniranih prekida napona duža od tri minuta može biti manja od 10 do 50, u zavisnosti od područja. EdF je još 1992. počeo sa projektima petljastih mreža i oni u gradskim celinama imaju godišnje max 6 neplaniranih ispada dužih od 3 minuta [ 5 ].

Distributivna preduzeća često imaju upravljanje sa više komunalnih mreža u jednom kontrolnom centru, tj. upravljanje električnom, gasnom i vodovodnom mrežom je centralno locirano. Glavna funkcija upravljanja potražnjom je nadzor i kontrola razmene energije u sistemu distribucije električne energije i gasa koristeći dvostruku strategiju optimizacije:

- maksimalno korišćenje postojećih ugovora ili kupovina i razmena energije;
- izbegavanje kršenja ugovorno dogovorenih ograničenja za kupovinu i razmenu energije.

Ovu strategiju dvostruke optimizacije delimično implementiraju mrežne funkcije kao što su oslobađanje opterećenja, povećanje proizvodnje električne energije ili regulacija napona, upravljanje opterećenjem i korišćenje skladišta.

Alati za upravljanje modelom DS, na primer Geografski informacioni sistem (GIS) i alati za dizajn, takođe su važni za uslužne programe za modeliranje i upravljanje složenošću inteligentnih mreža. Dobar opis upravljanja DS dat je u seriji standarda IEC 61968 (dato u tački 7).

## KONTEKST STANDARDIZACIJE UPRAVLJANJA DS

Serije standarda IEC 61968 i IEC 61970 su temeljni standardi za CIM (Common Information Management), a CIM je ključan za rad i nivo DMS SCADA Sistema i ED kompanije.

Serijski standard IEC 61968 namenjena je olakšavanju integracije različitih aplikacija različitih distributivnih softverskih sistema koji podržavaju upravljanje komunalnim DM u poslovnom okruženju korisničkog sistema.

Dajemo prikaz donetih standarda za DMS SCADA i GIS sistem:

- IEC 61850 serija, komunikacione mreže i sistemi za automatizaciju napajanja električnom energijom - Deo 1: Uvod i pregled; Pogledajte sistem za automatizaciju podstanica u 5.9.7.,
- IEC TR 62357-1, Upravljanje EES i povezana razmena informacija - Deo 1: Referentna arhitektura; Razmena informacija o energetske sistemu referentne arhitekture,
- IEC 62361 serija, Upravljanje EES i s njima povezana razmena informacija - Interoperabilnost na duži rok; Usaglašavanje kodeksa kvaliteta;
- IEC 62361-100, Pravila imenovanja i dizajna CIM profila za mapiranje XML sheme;
- IEC 61970 serija, Interfejs aplikacionog programa za sistem upravljanja energijom (EMS-API);
- IEC 61968-1, Integracija aplikacija na električnim uslugama (IAEU)- Sistemski interfejsi za upravljanje distribucijom (SIUD)- Deo "Arhitektura interfejsa i opšti zahtevi; -IEC TS 61968-2, IAEU- SIUD- Deo 2: Rečnik,
- IEC 61968-3, IAEU- SIUD- Deo 3: Interfejs za mrežne operacije; - IEC 61968-4, IAEU- SIUD- Deo 4: Interfejsi za evidenciju i upravljanje imovinom; - IEC 61968-6, IAEU- SIUD- Deo 6: Interfejsi za održavanje i izgradnju;
- IEC 61968-8, IAEU- SIUD- Deo 8: Interfejsi za operacije korisnika; - IEC 61968-9, IAEU- SIUD - Deo 9: Interfejsi za očitavanje i kontrolu brojila; - IEC 61968-11, IAEU- SIUD - Deo 11: Proširenja zajedničkog informacionog modela (CIM) za distribuciju; -IEC 61968-13, IAEU- SIUD - Deo 13: Format razmene modela CIM RDF za distribuciju; - IEC 61968-100, IAEU- SIUD - Deo 100: Programi za implementaciju; - IEC TS 62351-1, Upravljanje EES i povezana razmena informacija - Sigurnost podataka i komunikacija - Deo 1: Komunikaciona mreža i sigurnost sistema - Uvod u pitanja sigurnosti; - IEC 62351 serija, Upravljanje EES i povezana razmena informacija - Sigurnost podataka i komunikacija-Aspekti cyber-sigurnosti (vidi 5.10.4). 5.9.5.5.3.

DMS SCADA i GIS sistem - Standardi koji se menjaju i proširuju:

- IEC 61968 serija, Integracija aplikacija na električnim uslugama - Sistemski interfejsi za upravljanje distribucijom,
  - IEC 61850 serije, Komunikacione mreže i sistemi za automatizaciju elektroenergetskih uređaja; Pogledajte sistem automatizacije podstanica u 5.9.7. - IEC 62351 serija, Upravljanje elektroenergetskim sistemima i povezana razmena informacija - Sigurnost podataka i komunikacija; Aspekti ciber-sigurnosti (vidi 5.10.4).
- Postoje sledeće praznine u vezi sa funkcijama opisanim u IEC 61968 seriji: • Operativno planiranje i optimizacija (OP- Operational Planning and Optimization) - Deo 5; • Održavanje i izgradnja (MC- Maintenance and Construction) - Deo 6; • Planiranje proširenja mreže (NE- Network Extension Planning) - Deo 7; • Mapiranje između Multispeak® 4.0 - deo 14-1 ; • CIM profil za Multispeak® 4.0 - deo 14-2; • Distribuirani energetske resursi - mogući Deo 10. IEC 61968 seriju takođe treba proširiti u vezi sa modelovanjem DR komandnih signala. Različiti signali, na primer za prekidno opterećenje, isključenje za slučaj nužde i DR još uvek nisu u standardu.

Dalji nedostaci su opisani u IEC TR 62357.

## ZAKLJUČAK

Liberalizacija tržišta električne energije pooštrila je zahteve za pouzdanost DS i primenu inteligentnih mreža. Inteligentne mreže su se pojavile kao pokušaj da se odgovori na privatizacije EES i DS i svih ostalih problema pomenutih u uvodnom delu. Ali implementacija mora da bude sa dokazanom najboljom primenom iz sličnih DS (uvid u rešenja u sličnim DS sa svim nedostacima), uz primenu graničnih vrednosti iz standarda, IS i internih tehničkih specifikacija, izveštaja i analiza i dobre prakse tog DS.

Smart Grid-Roadmap korisnicima standarda daje smernice za odabir najprikladnijeg skupa standarda i specifikacija. Ukupno ovaj dokument identifikuje 564 relevantnih standarda / specifikacija za razmatrani domen. Analizirano je pet elektrotehničkih domena, devetnaest specifičnih sistema i devet unakrsnih tema. DS je potpuno obrađen kroz: Napredni sistem upravljanja distribucijom; Sistem automatizacije distribucije; Sistem za automatizaciju podstanica; Modelovanje podataka; Bezbednost i privatnost; Provera autentičnosti, autorizacija, računovodstveni sistemi; Identifikacija objekta, klasifikacija proizvoda, svojstva i dokumentacija; Funkcionalna sigurnost. Ali to je jako veliki broj standarda sa desetinama hiljada strana. Ko će to savladati? Šta je najbolje baš za taj DS?



Ništa ne znači kada se u zahtevima za softvere navedu nazivi standarda jer se oni stalno reviduju i proširuju. Moraju da se traže donje i gornje granice i to sa konkretnim vrednostima. Mora da se traži visok kvalitet i dug životni vek softvera, koji svakako treba da bude mnogo duži od 2 godine. Razvijeni DS sistemi neguju svoje eksperte, svoje IS i svoju najbolju praksu, a to mora da radi i JP EPS i ODS. U EPS grupi se primenjuje 64 TP i 3 IS. Jako je pohvalno što su doneta dva interna standarda za AMI MDM.

EPS grupa ima i 25 IS za EES i DS gde je iskazana najbolja praksa EPS grupe i zahtevi iz oko 700 srpskih (čitaj evropskih) standarda. Oni su priručnici za praktičan rad specijalista EPS u pogonu, za primenu u projektima i dokumentima EPS i za predloge za poboljšanje regulative i standardizacije u Srbiji. Daju jednoznačne kriterijume za ocenu stanja i procesa sa graničnim vrednostima, sistematizovanih na jednom mestu.

ODS da bi odoleo svim pritiscima zakonske regulative, minimalnih cena, malog ulaganja u kapitalnu opremu, zahtevima potrošača, nejakim softverima i ranjivim hardverima mora da se okrene svom naučno-istraživačkom radu (NIR) kao što rade razvijeni DS i svojim IS i tehničkim specifikacijama. Ali svake godine kada se smanjuju sredstva to se vrši najviše preko NIR-a. Pošto JP EPS stalno snižava svoj NIR, a i saradnju sa domaćim institutima i fakultetima, instituti i fakulteti su prinuđeni da projekte traže na Bliskom istoku i u EU, pa tako jačaju tuđe DS. A ovogodišnja iskustva sa koronom su pokazala da je domaća pamet dragocena i pri raspadu sistema jedina. Dakle, jedini siguran put za poboljšanje i unapređenje poslovnih procesa DS je podizanje svesti o značaju doslovne primene važećih standarda, IS, uz poštovanje najbolje prakse i edukaciju i usavršavanje vlastitih eksperata iz redova zaposlenih. Nažalost, svesni smo da se uvođenjem novih rešenja često postojeći problemi samo multipliciraju, bez ikakvog ili gotovo ikakvog unapređenja, a da se sve „našminka“ primenom novih tehnologija da izgleda i deluje super funkcionalno.

Problem standardizacije u JP EPS i DS je akutan jer je pre 2017. izgubio 58 eksperata za standarde (uglavnom odlazak u penziju). Bilo je nekoliko inicijativa od Instituta za standardizaciju Srbije da se standardizacija u JP EPS vrati, za početak, na nivo iz 2017., ali to još nije zaživelo.

## LITERATURA

1. Ristić Z, Jagodić I, Grujičić B, Polužanski V, Ristić M, Incidenti u informaciono-komunikacionim sistemima u elektroprivredi Evrope, CIGRE Srbija 2019, RD 2-13,
2. Ristić M, Novaković Z, Jagodić I, Ristić Z, Pametne mreže i pouzdanost sistema, Energetika 2015,
3. IEC 63097:2017, Smart grid standardization roadmap,
4. Towards Interoperability within the EU for Electricity and Gas Data Access & Exchange, 2019,
5. Ristić M, Ilić D, Jagodić I, Maksimović R, Ristić Z, Kvalitet električne energije u elektrodistributivnom sistemu Srbije do 2014., CIRED 2016,
6. Ristić Z., Jagodić I., Ristić M., Vuksanović D., Pametne mreže-Kako dalje, Kvalitet&Izvrnost, 3-4/2018,
7. ODS IS Funkcionalni zahtevi i tehničke specifikacije AMI MDM Sistema, V 3.0, 2014.,
8. ODS IS-Sveska 1: Funkcionalni zahtevi i tehničke karakteristike brojila električne energije i komunikacionih uređaja, V 4.0, 2019.,
9. Jagodić I, Ristić Z, Polužanski V, Vuksanović V, Ristić M, Procena ljudskih resursa sa primenom u Evropskoj uniji, Kvalitet&Izvrnost 3 do 4/2020