

Ilija Bakalar  
JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar  
[ilija.bakalar@ephzhh.ba](mailto:ilija.bakalar@ephzhh.ba)

Drago Bago  
JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar  
[drago.bago@ephzhh.ba](mailto:drago.bago@ephzhh.ba)

Ivica Boban  
JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar  
[ivica.boban@ephzhh.ba](mailto:ivica.boban@ephzhh.ba)

Boris Blažević  
JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar  
[boris.blazevic@ephzhh.ba](mailto:boris.blazevic@ephzhh.ba)

## NAPREDNA INFRASTRUKTURA MJERENJA I UPRAVLJANJA POTROŠNJOM U JP EP HZHB

### SAŽETAK

Referat opisuje povijest razvoja sustava naprednog mjerenja u mreži JP EP HZHB te mogućnosti i rezultate dosadašnje primjene sustava uz osobiti osvrt na: daljinsko očitavanje brojila, daljinsko upravljanje brojilima, primjenu i razvoj informacijsko-komunikacijskih tehnologija, analizu mogućnosti sustava u identifikaciji tehničkih i netehničkih gubitaka, tehnički i ekonomski utjecaj na procese i ukupno poslovanje kompanije, povezanost sa ostalim implementiranim sustavima, te planiranje i razvoj mreže.

Izložena je i kratka cost-benefit analiza primjene napredne infrastrukture mjerenja i upravljanja potrošnjom, kao i osvrt na budućnost razvoja sustava.

**Cljučne riječi:** preporuča se korištenje pet do osam ključnih riječi

## ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE AND LOAD MANAGEMENT IN JP EP HZHB

### SUMMARY

The paper describes the history of the development of the advanced metering in JP EPHZHB distribution network. The paper continues with results of implementation of the advanced meters applied in the system with particular reference to: remote meter reading, remote meter management, application and development of information and communication technologies, analysis of systems capabilities in the field of identification of technical and non-technical losses, technical and economic impact on the processes and business operations of the company, connections to other systems implemented, and planning and development of the network

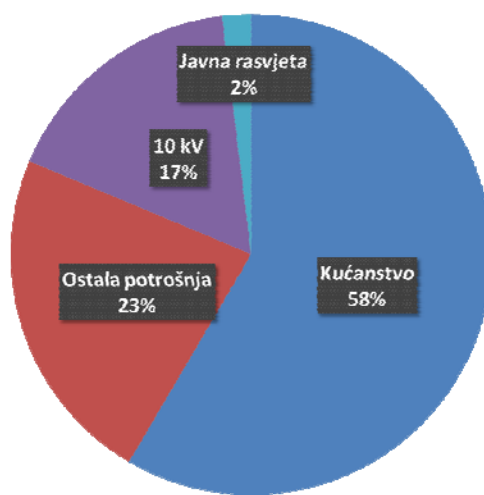
A brief cost-benefit analysis of the application of advanced measurement infrastructure and demand management is presented, as well as a review of the future development of the system.

**Key words:** It is recommended to use of five to eight key words

## 1. UVOD

JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar (EPHZHB), jedno je od tri javna elektroenergetska poduzeća u Bosni i Hercegovini koje se bavi proizvodnjom, distribucijom i opskrbom električnom energijom, te je kao takva jedan od tri Operatora distributivnog sustava u Bosni i Hercegovini (ostali operatori su EP BIH i EP RS). Distributivna mreža EPHZHB obuhvaća: 2.924 TS 10(20)/0,4 kV (od čega 662 u vlasništvu drugih subjekata), 295 km vodova 35 kV, 4.081 km vodova 10(20) kV, 7.797 km niskonaponskih mreža 0,4 kV. Ukupan broj potrošača je 191.811, s ukupnom potrošnjom 1.212 GWh.

Kategorija	TG	Broj potrošača	Ukupna potrošnja (MWh)
Kućanstvo	I	101.170	383.473
	II	74.111	325.288
Ostala potrošnja	I	1.379	147.136
	II	8.270	94.694
	III	4.562	32.769
	IV	373	809
	V	203	1.723
35 kV		1	34
10(20) kV		175	202.890
Javna rasvjeta		1.567	23.628
<b>UKUPNO</b>		<b>191.811</b>	<b>1.212.443</b>



Slika 1. Potrošači u distributivnoj mreži EPHZHB

Prioritetno srednjoročno strateško opredjeljenje JP Elektroprivrede HZ HB, d.d. Mostar smanjenje je nabave/uvoza električne energije, uravnoteženjem debalansa svoje proizvodnje i potrošnje, putem stalne redukcije gubitaka u distributivnoj mreži, te izgradnjom novih elektroenergetskih izvora i primjenu novih tehnologija [1]. EPHZHB opredijeljena je stalnom prilagođavanju zahtjevima suvremenoga poslovanja i otvorenoga tržišta električne energije. Provedba projekta daljinskoga očitavanja i upravljanja potrošnjom električne energije omogućit će smanjenje gubitaka, troškova očitavanja i neovlaštene potrošnje, te poboljšanje naplate isporučene električne energije.

Na teritoriju F BiH na kojem posluje EPHZHB za regulaciju tržišta EE nadležni su FERK (za Federaciju BiH) i DERK (za BiH). Zakonski okvir u okviru obavljanja djelatnosti u osnovi podrazumijeva Zakon o električnoj energiji FBiH, Opći uvjeti za isporuku EE, Poslovna politika JP EPHZHB.

Bitne odrednice okruženja u kojem radi (teritorijalni diskontinuitet što uključuje i brojne razmjene između operatora), spomenutog regulatornog i zakonskog okvira, kao i strategija rada postavljaju pred EPHZHB između ostalih obveze:

- Mjesečno očitavanje i obračun potrošnje svih kupaca
  - Kvalitetna isporuka električne energije
  - Smanjenje gubitaka
  - Naplata isporučene električne energije
  - Efikasno planiranje razvoja distribucijske mreže uz uključivanje distribuirane proizvodnje u sustav
  - Orijentiranost prema kupcima uz smanjenje broja reklamacija i brzine odziva na iste
- , kao i izazov za tehnički i komercijalno najefikasniji način rješavanja istih.

## 2. RAZVOJ SMART METERINGA U JP EP HZHB

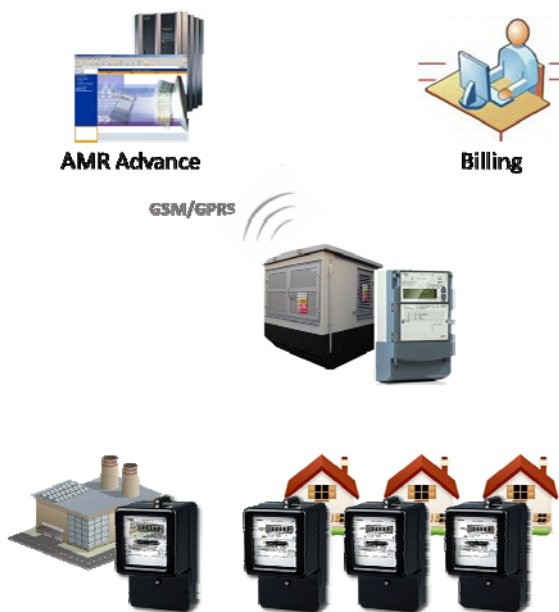
### 2.1. Povijest razvoja sustava

Godine 2006. u distribucijskom sustavu EPHZHB broj kupaca i njihova potrošnja su bili na približno istoj razini kao i danas, a ukupni gubici u distributivnom sustavu su bili preko 19%. Nadalje, nije postojala nikakvo mjerenje u TS 10(20)/0,4 kV preuzimanja električne energije u trafo područja. S obzirom na stanje sustava, kao i pretpostavku da velik udio u gubicima čine tzv. ne tehnički (komercijalni) gubici (neovlaštena potrošnja električne energije odnosno potrošnja električne energije koje se ne registrira ili nepravilno registrira preko mjernih uređaja) u sklopu projekta Power IV koji je kreditiran sredstvima EBRD-a u iznosu od gotovo 20 M EUR, realiziranog 2007.-2009., uz izgradnju, rekonstrukciju i modernizaciju mreža, TS i rasklopišta, izvedena je nabava i ugradnja sumarnih brojila u distributivnim trafostanicama i AMR centra, kao *backbone* budućeg modernog sustava mjerenja, u ukupnom iznosu 2 M EUR.

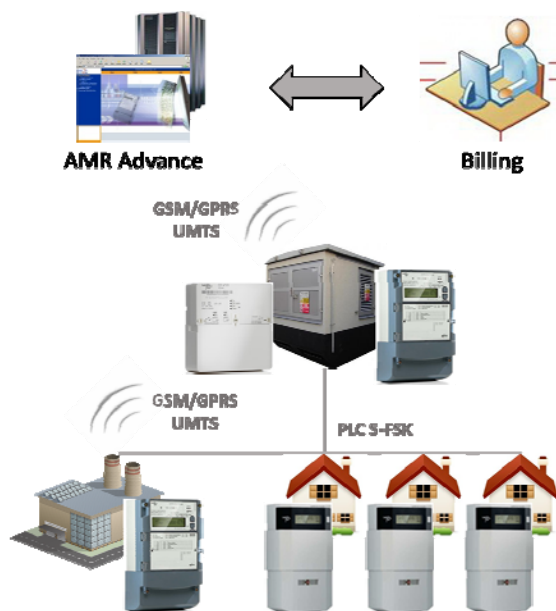
U okviru spomenutog projekta izvedeno je opremanje 2.650 distributivnih TS sumarnim brojlama s daljinskom komunikacijom putem GSM mreže (tipa ZMD, proizvođača Landis+Gyr) i nabavka i puštanje u rad kompletnog hardwarea (HW) i softwarea (SW) AMR centra (AMR software Advance, proizvođača Landis+Gyr).

Projektom je omogućena kontrola i daljinsko prikupljanje podataka preuzimanja električne energije u trafo područja s pripadajućim profilima potrošnje, razmjene s drugim operatorima distribucijskog sustava u državi, evidencija osnovnih parametara kvalitete isporučene električne energije u trafo područje, kao i točna evidencija gubitaka između točki preuzimanja električne energije u distribucijski sustav i TS 10(20)/0,4 kV.

Kako prikazuje Slika 2 po završetku projekta Power IV, obračunska mjerna mjesta (OMM) svih kupaca su i dalje bila opremljena elektromehaničkim brojlama, a veza između AMR sustava i sustav naplate (Billing sustav) nije postojala. Navedeno je za posljedicu imalo velike troškove mjesečnog očitavanja potrošnje svih kupaca, nemogućnost kvalitetne dijagnostike ne tehničkih gubitaka u NN mreži i velik trošak naplate isporučene električne energije



Slika 2. Stanje sustava 2009.

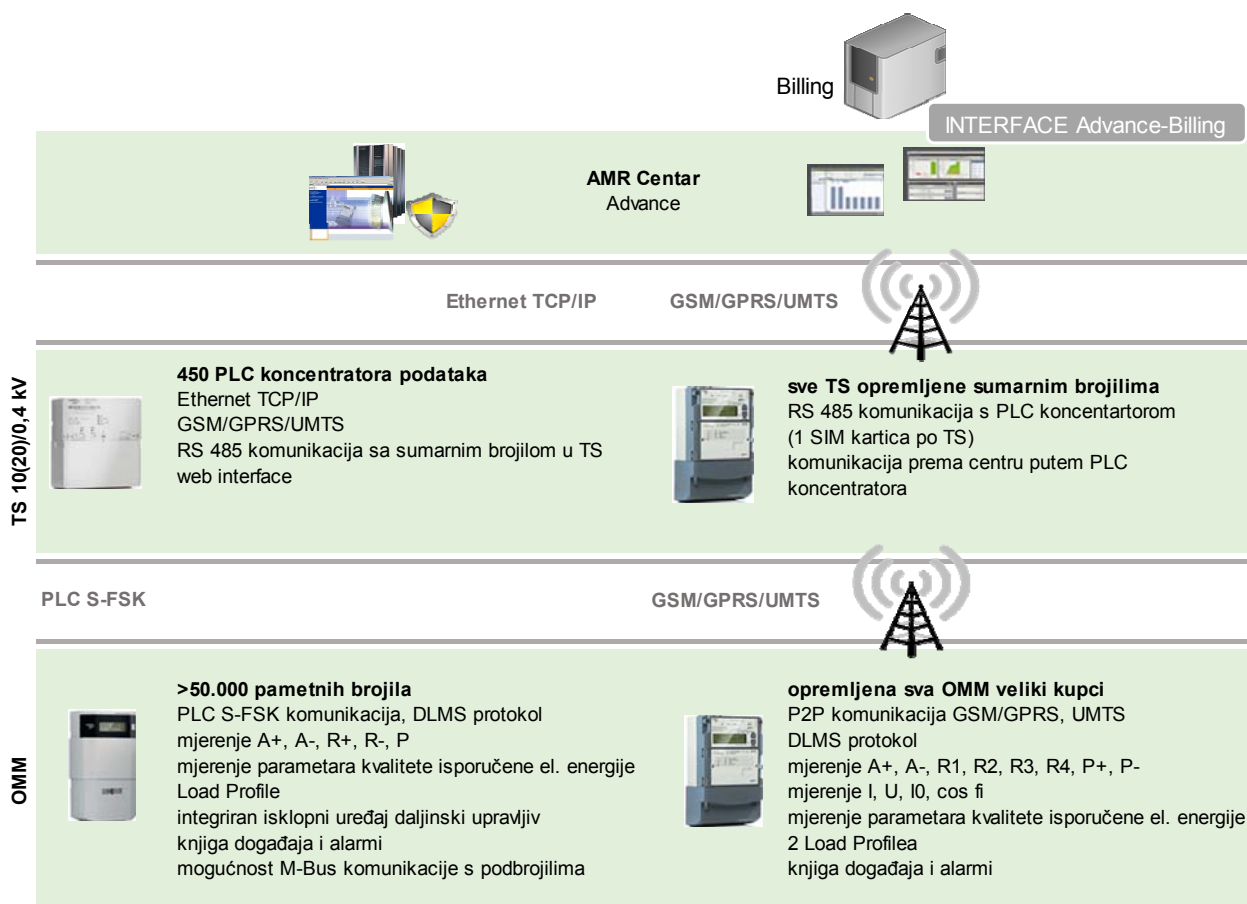


Slika 3. Stanje sustava danas

Kako bi se riješili gore navedeni problemi, u razvoju sustava od 2010. do danas, kroz nekoliko faza, OMM kupaca su opremana smart meterima sa PLC S-FSK komunikacijom, PLC koncentratorima podataka smještenim u distributivnim TS 10(20)/0,4 kV, brojlama većih potrošača sa point-to-point komunikacijom (vidi Slika 3). Zahvati na AMR/AMM centru su obuhvaćali nabavku potrebnih SW licenci prema dinamici ugradnje brojila u mrežu, redovite nadogradnje sustava i izradu sučelja prema Billing

sustavu EPHZHB kako bi se obračun automatizirao u najvećoj mogućoj mjeri. Istodobno, provodi se kontinuirano izmještanje i pojednostavljenje mjernih mjesta, kako bi se osigurala veća dostupnost i manja cijena.

Slika 3 i Slika 4 prikazuju aktualnu arhitekturu sustava mjerenja, primijenjene načine komunikacije, osnovne tehničke značajke, te stupanj implementacije.



Slika 4. AMM sustav EPHZHB

## 2.2. Provedba projekta

Za uvođenje sustava naprednih mjerenja (smart metering roll-out) postavljeni su sljedeći ciljevi:

- 1) Implementacija sustava mjerenja sa statičkim brojilima s daljinskim očitavanjem velike pouzdanosti, kako bi se smanjili troškovi mjesečnog očitavanja potrošnje kupaca i osigurala dostupnost mjernih podataka
- 2) Izmještanje OMM kupaca na granicu parcele i pojednostavljenje mjernog mjesta, kako bi se osigurala dostupnost i smanjili troškovi opremanja OMM
- 3) Brojila moraju biti opremljena:
  - a. tzv. anti-tampering funkcijama – alarmiranje neovlaštene manipulacije
  - b. daljinski upravljivim isklonpicima – rješavanje neovlaštene potrošnje el. energije
  - c. registracijom osnovnih parametara kvalitete isporučene el. energije ( $U<$ ,  $U>$ , nestanak faze/napajanja, broj ispada,...)

- 4) U sustav moraju biti implementirana i međusobno povezana sumarna mjerenja po TS 10(20)/0,4 kV i mjerenja na OMM kupaca, kako bi se evidentirala razlika između sume opterećenja svih kupaca na nekom trafo području i izmjerenog opterećenja u TS 10(20)/0,4 kV, što čini dovoljno kvalitetnu osnovu za evidenciju ne tehničkih gubitaka
- 5) Primjena dokazanih komunikacijskih tehnologija, uz najmanji mogući trošak komunikacije i ovisnost o drugim poslovnim subjektima
- 6) Razvijati sustav na način da se u najvećoj mogućoj mjeri smanji ovisnost prema pojedinim dobavljačima/proizvođačima
- 7) Do 2020. predviđa se implementacija 80% mjernih mjesta u smart metering sustav

U odabiru poslovnog modela, te dinamike i načina provedbe ključnu ulogu imaju sljedeće stvari:

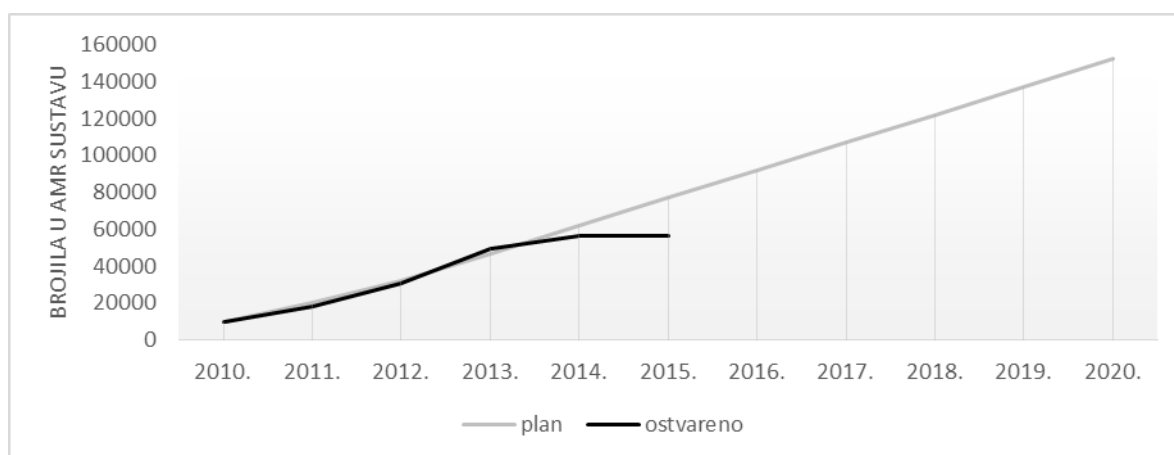
- Veličina sustava: sa 190.000 OMM distribucijski sustav JP EP HZHB je relativno malen
- Nije realno ni financijski moguće provođenje roll-outa u kratkom roku – dugoročan projekt
- Iskustvo u implementaciji velikih projekata i dovoljan broj zaposlenih za potrebe ugradnje
- Strategija i ciljevi JP EP HZHB, kako općeniti, tako i specifični za smart metering
- Očekivana visoka stopa povrata investicije

Temeljem navedenog, logičan izbor poslovnog modela koji je primijenjen u konkretnom slučaju podrazumijeva da EPHZHB specificira opremu u skladu sa svojim potrebama i dostupnom tehnologijom i opremom na tržištu, te provodi djelomično integraciju u sustav, instalira i pušta u rad opremu, rukuje s opremom u radu, i održava opremu i software u najvećoj mogućoj mjeri. S druge strane, obveza isporučitelja je razvoj i proizvodnja opreme koja se u skladu sa specifikacijama mora testirati i integrirati u postojeći sustav.

Dinamika i način provedbe roll-outa u skladu s gore prikazanim poslovnim modelom pretpostavljaju više nabavki kroz niz godina, kao i kontinuirano unaprjeđivanje SW i HW podrške u AMR/AMM centru. Godišnje se nabavlja količina brojila (i prateće opreme) potrebna za: redovnu i izvanrednu (kvarovi i sl.) zamjenu postojećih elektromehaničkih brojila, ugradnju na nova mjerna mjesta, i zamjenu postojećih brojila gdje je to ekonomski opravdano (ne tehnički gubici, velik trošak očitavanja,...).

### 2.3. Gdje smo danas?

Kako je već ranije izneseno, cilj pri provođenju roll-outa je bio najmanje 80% mjernih mjesta u smart metering sustavu do 2020. godine. S tim u vezi, dinamika koje je predviđena je pretpostavljala nešto slabiji intenzitet u početku, a koji bi se pojačavao kroz sljedećih par godina, te pojačanim tempom nastavio do 2020. prikazuje odnos između ostvarenog i planiranog broja brojila u smart metering sustavu. S obzirom na kašnjenje u provedbi plana u 2015. godini, zbog razloga koji su bili izvan kontrole, EPHZHB planira provesti korektivne mjere u sljedećim godinama kako bi se ranije izneseni cilj ostvario.



Slika 5. Dinamika provedbe roll-outa

U ovom trenutku (kraj 2015.) pametnim brojilima je pokriveno približno 28% mjernih mjesta. Oprema koja se nalazi u sustavu su brojila tipa ZCF, ZMF, ZCX, ZMX, ZMD proizvođača Landis+Gyr i koncentratori AC-RG1A i DC450 proizvođača Landis+Gyr.

Uvođenje smart metering sustava u najvećoj mjeri je zaslužno za smanjenje gubitaka (pri tome se misli na ne tehničke gubitke) u mreži EPHZHB. Iz Tablica 1 vidljivo je da su ukupni gubici za 2014. godinu manji od gubitaka iz 2007. godine za 6,77% što iznosi približno 80.000 MWh na godišnjoj razini, tj. uz primjenu prosječne cijene električne energije od 12,10 pf/kWh isto iznosi 4,8 M EUR. Podaci navedeni za 2014. godinu u tabeli nisu službeni, dok podaci za 2015. godinu u trenutku pisanja rada nisu poznati.

Org. cjelina / gubici (%)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2014-2007
POGON MOSTAR	19,63	18,53	18,24	17,59	15,77	14,53	13,48	12,38	-7,25
POGON GRUDE	20,95	19,56	18,32	16,63	13,50	14,10	13,18	11,61	-9,34
POGON LIVNO	15,40	15,57	15,25	15,48	14,13	13,15	12,11	11,61	-3,79
DP CENTAR	19,22	18,37	17,73	15,96	15,06	14,51	13,44	12,83	-6,39
DP SJEVER	11,34	10,26	9,47	9,81	9,06	8,23	8,10	8,45	-2,89
<b>UKUPNO</b>	<b>18,69</b>	<b>17,73</b>	<b>17,12</b>	<b>16,18</b>	<b>14,41</b>	<b>13,78</b>	<b>12,83</b>	<b>11,92</b>	<b>-6,77</b>

Tablica 1. Gubici

### 3. PRIMIJENJENE TEHNOLOGIJE

Pri odabiru komunikacijskih tehnologija za razvoj smart metering sustava, JP EP HZHB se u osnovi fokusirala na komercijalno dostupna rješenja, kako od strane pružatelja telekomunikacijskih usluga, tako i od strane proizvođača opreme. S obzirom na stanje dostupnih telekomunikacijskih usluga u BIH, kao i recentne primjene *smart metering* sustava u Europi, dvije komunikacijske tehnologije su ocjenjene prihvatljivima za primjenu u *smart metering* projektu:

1. GSM/GPRS (u novije vrijeme UMTS) – putem pružatelja mobilnih telekomunikacijskih usluga
2. PLC (*Power Line Carrier*) – komunikacija putem elektroenergetske mreže

Criterion	Access technologies		
	PLC	RF mesh	Public mobile network
Meter point cost (including communication infrastructure such as dataconcentrator/ RF collectors) in medium to dense areas such as villages and cities	++	+	-
Meter point cost (including communication infrastructure such as data concentrator /RF collectors) in rural areas	+	++	-
Meter point installation costs	+	0	0
Performance for smart metering	+	+	++
OPEX over lifetime	++	++	--
Risk of service discontinuation in 15 years	++	0	-
Maturity	0*	++	++
Standardization	++	++	++
Reliability	+	++	++

Slika 6. Usporedba komunikacijskih tehnologija [2]

Usporedba prednosti i mana navedenih komunikacijskih tehnologija prikazana je na Slika 6. Vidljiva je prednost GSM/GPRS tehnologija u pogledu performansi (brža i pouzdanija komunikacija) i sporijeg starenja tehnologije, no s druge strane upotreba PLC komunikacijske tehnologije znači manje ulaganje u mjerno mjesto neovisno o položaju (urbano ili ruralno), značajno manje operativne troškove i manji rizik korištenja na dugi period, s obzirom da se pri korištenju PLC tehnologije koristi vlastita infrastruktura i oprema, a u slučaju GSM/GPRS tehnologije se koristi usluga koju pruža druga pravna osoba (cijena pružanja usluge kao i dostupnost usluge u velikoj mjeri van kontrole EPHZHB).

Kako i više autora navodi [2][3][4], ne može se jednoznačno odrediti najprihvatljivija komunikacijska tehnologija za smart metering sustave, ali s obzirom na okruženje u kojem posluje EPHZHB kao generalno rješenje je primijenjena GSM/GPRS (UMTS) komunikacija, zbog većeg podatkovnog prometa, za kategorije kupaca: SN 10(20) kV i 35 kV, ostala potrošnja (veliki kupci) i sumarna mjerenja u TS, dok se PLC komunikacija primjenjuje za kategorije kupaca: kućanstvo i ostala potrošnja gdje je to moguće.

Komunikacijski protokol koji se koristi je DLMS/COSEM.

Tip primijenjene PLC komunikacije je PLC S-FSK (Power Line Carrier Spread Frequency Shift Keying) kao tehnologija koja je bila (i ostala) najdostupnija i najraširenija u regionalnom smislu. PLC PRIME je odbačena u startu zbog slabe ili nikakve dostupnosti uređaja i podrške na regionalnom tržištu, a PLC G3 na regionalnom tržištu nije komercijalno dostupan (kraj 2015.). PLC S-FSK ima malu brzinu, i upravo brzina podatkovnog prometa putem PLC-a je ograničavajući faktor u daljnjem približavanju tzv. *near real time* komunikaciji u smart metering sustavu. No, bez obzira na ovo ograničenje, PLC S-FSK komunikacija ostvaruje zacrtano, što će biti vidljivo iz rezultata u praksi u daljnjem dijelu rada.

## 4. REZULTATI U PRAKSI

### 4.1. Daljinsko očitavanje

Mjerna mjesta u sustavu EPHZHB, u skladu s Odlukom o tarifnim stavovima JP EP HZHB, se dijele prema kategorijama, kako je to prikazano u Uvodu ovog rada. Broj mjernih mjesta koja su u sustavu daljinskog očitavanja prema grupama, kao i način komunikacije s brojila na mjernom mjestu pojedinih grupa elaboriran je u prethodnom dijelu rada.

Podaci koji se daljinski očitavaju po pojedinim kategorijama, kao i tarifnim grupama, prikazani su u Tablica 2. Navedeni set podataka koji se očitava po pojedinim kategorijama ne predstavlja sve podatke koji se mogu očitati s brojila, nego samo one u svakodnevnom korištenju.

Kategorija kupca	A+	A-	R+	R-	A+tarife	A-tarife	R+tarife	R-tarife	P	Q	cos fi	Pmax	U L1,L2,L3	I L1,L2,L3	I0	THD	f
Kupci SN 10(20) kV i 35 kV	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•		
Kućanstvo	•	•	•	•	•		•					•					
Ostala potrošnja >23 kW	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•		
Ostala potrošnja <23 kW	•	•	•	•	•		•					•					
Sumarno mjerenje TS	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•

Tablica 2. Podaci za daljinsko očitavanje po kategorijama

Podaci koji se prikupljaju su, u skladu s gore prikazanim, stanja pojedinih registara, profili opterećenja i knjiga događaja. Podaci se prikupljaju na dnevnoj razini, i to u noćnim satima od 00:00 sati, tako da možemo dobiti podatke od prethodnog dana svakodnevno.

Uspješnost očitavanja je preko 98%. Ovako visoka uspješnost očitavanja je naročito važna kod očitavanja za mjesečni obračun potrošnje jer sva neuspješna očitavanja imaju za posljedicu povećan trošak



zbog tzv. disperzivnih očitavanja (trošak po OMM čak i veći od klasičnog očitavanja) te obvezu držanja ekipa u pripravnosti.

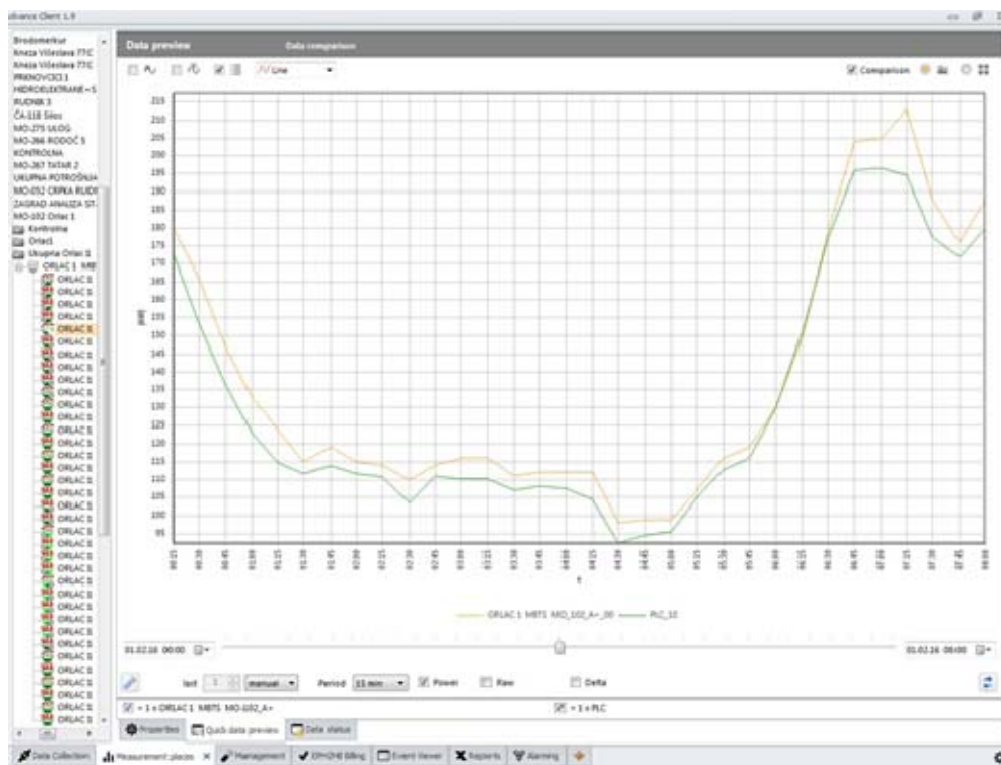
## 4.2. Daljinsko upravljanje potrošnjom

Daljinsko upravljanje potrošnjom u praksi EPHZHB se provodi samo daljinskim isključenjem potrošača u slučaju da je došlo do prekoračenja ugovorene snage. Isključenje kod prekoračenja ugovorene snage radi na način da brojilo u intervalima od 1 minute provjerava vrijednost izmjerene srednje snage unutar posljednje 15-minutne mjerne periode i izračunava je li do tada izmjerena srednja snaga veća ili manja od ugovorene snage. U trenutku kada je izmjerena srednja snaga veća od ugovorene snage, aktivira se isključnik i isključuje odlazni napon prema instalaciji kupca. Nakon aktivacije isključnika i isključenja odlaznog napona prema instalaciji kupca, brojilo nastavlja u intervalima od 1 minute provjeravati vrijednost izmjerene srednje snage unutar posljednje 15-minutne mjerne periode i izračunavati je li do tada izmjerena srednja snaga veća ili manja od ugovorene snage. Ukoliko je unutar posljednje 15-minutne mjerne periode izmjerena srednja snaga manja od ugovorene snage, mora biti omogućeno ponovno uključivanje odlaznih napona od strane korisnika putem tipkala na mjernom ormaru.

Brojila u kućanstvima imaju mogućnosti naprednog tarifiranja, komunikacije s brojilima drugih energenata putem ugrađenog M-Bus sučelja i spajanja tzv. in-home displaya za informiranje kupaca o potrošnji i cijeni energije, no ove funkcionalnosti se u praksi ne koriste, prvenstveno iz razloga nedovoljno razvijenog i reguliranog tržišta.

## 4.3. Identifikacija tehnički i netehničkih gubitaka u mreži

Ukupni gubici u distribucijskoj mreži su razlika između isporučene energije na srednjenaponskom odvodu napojne TS x/10(20) kV i utrošene energije u mreži (kupci). S obzirom da su napojne TS x/10(20) kV i transformatorske stanice TS 10(20)/0,4 kV u mreži EPHZHB opremljene brojilima sa registriranjem profila opterećenja, izračun gubitaka u 10(20) kV mreži je prilično jednostavan, i ti gubici su generalno govoreći tehnički gubici.



Slika 7. Analiza netehničkih gubitaka – prikaz iz SW Advance



S druge strane, ukoliko je NN mreža u potpunosti opremljena pametnim brojilima, AMR/AMM sustav omogućava jednostavni izračun gubitaka u NN mreži. Za razliku od izračunatih gubitaka u SN mreži, izračunati gubici u NN mreži predstavljaju zbroj tehničkih i ne tehničkih gubitaka.

Kao alat u evidentiranju ne tehničkih gubitaka prvenstveno služi AMR/AMM sustav. AMR/AMM sustav omogućava definiranje tzv. virtualnih mjernih mjesta koja su definirana kao suma svih mjerenja odabranog seta brojila. Set brojila koji se primjenjuje za evidentiranje ne tehničkih gubitaka su sva brojila u NN mreži pripadne TS. Usporedbom profila opterećenja sumarnog brojila u TS i profila opterećenja prije spomenutog virtualnog mjernog mjesta (Slika 7) mogu se lako evidentirati gubici (krivulja gubitaka) unutar određenog trafo područja. U slučaju velikih gubitaka po pojedinom trafo području, dalje se izvršavaju akcije kontrole putem data *logger-a* po pojedinim odvodima u TS kao i na razvodnim ormarima u mreži, dodatne kontrole mjernog mjesta i eventualna izmještanja mjernih mjesta, a sve u interakciji s AMR/AMM sustavom.

Važno je napomenuti da *smart metering* sustav, sam po sebi ne može riješiti problem netehničkih gubitaka, ali je moćan alat u identifikaciji pojave istih i daljnjih, prethodno opisanih, koraka koji vode prema uklanjanju istih. U Tablica 3 ispod se nalaze neki od primjera mreža na kojima su riješeni problemi velikih gubitaka, upravo prema ranije opisanoj.

TS	Broj potrošača		2010.	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.
BOBANOVA DRAGA 1	139	Fakturirano [kWh]	568.518	549.086	521.199	501.490	513.427	517.376
		Registrirano [kWh]	689.307	665.924	650.515	624.673	574.891	546.917
		Gubici [%]	17,52%	17,55%	19,88%	19,72%	10,69%	5,40%
MARIĆI	73	Fakturirano [kWh]	298.945	282.655	298.958	330.899	314.207	313.548
		Registrirano [kWh]	409.379	389.512	407.405	446.556	385.894	357.570
		Gubici [%]	26,98%	27,43%	26,62%	25,90%	18,58%	12,31%
MEĐUGORJE ŠKOLA	152	Fakturirano [kWh]	2.879.117	3.287.553	3.481.064	3.262.806	3.256.423	3.677.169
		Registrirano [kWh]	4.181.144	4.112.489	4.214.678	4.020.190	3.557.090	3.759.384
		Gubici [%]	31,14%	20,06%	17,41%	18,84%	8,45%	2,19%
SMRČENJACI	429	Fakturirano [kWh]	2.483.064	2.475.342	2.695.302	2.727.781	2.722.316	2.821.924
		Registrirano [kWh]	3.764.035	3.640.248	3.561.465	3.236.146	2.961.424	3.034.553
		Gubici [%]	34,03%	32,00%	24,32%	15,71%	8,07%	7,01%

Tablica 3. Primjeri mreža sa velikim gubicima

#### 4.4. Kvaliteta isporučene električne energije

Pored obračunskih podataka prikupljaju se podaci koju su bitni za kvaliteta isporučene električne energije, a to su: naponi po fazama (podnaponi, prednaponi), struje po fazama (opterećenost), cos-fi, aktivna i reaktivna energija i snaga, ispadi, ukapčanja, a sve se registrira u knjigu događaja koja je dostupna u svakom trenutku.

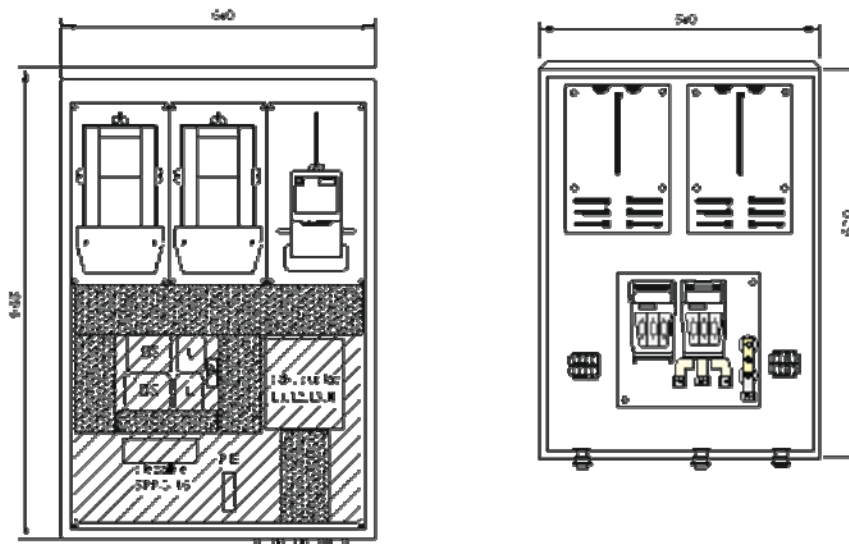
Analizom gore prikupljenih podataka, određuje se kvaliteta isporučene energije sukladno Općim uvjetima za isporuku električne energije.

#### 4.5. Pojednostavljenje i kontrola mjernog mjesta

Uporaba brojila s daljinskim očitanjem, isklonikom za ograničenje angažirane snage te ugrađenim uklopnim satom dovela je do značajnih izmjena vezano za izgled i sastav mjernog mjesta. Konkretno, došlo je do smanjenja dimenzija ormara, postigla se veća preglednost ožičenja te je smanjen broj pojedinačnih mjernih uređaja. Naravno, sve navedeno rezultiralo je smanjenjem troškova nabavke ormara. Nadalje, pojednostavljenje opreme koja se ugrađuje u ormare vodi smanjenu troškova održavanja i ugradnje mjernih uređaja. Na Slika 8 predstavljen je izgled priključno-mjernog ormara za smještaj dva brojila prije i nakon uporabe predmetnih brojila.

Uporaba predmetnih brojila praćena smanjenjem pojedinačni mjernih uređaja te veća preglednost ožičenja unutar priključno-mjernih ormara znatno je olakšala otkrivanje nedozvoljenih radnji na mjernom

mjestu. U prvom redu je isključena manipulacija na samom brojilu jer se ista lako otkriva pomoću odgovarajućeg alarma u mjernom centru, dakle nije potreban izlazak na teren poradi kontrole. Isto tako, brojne reklamacije kupaca na potrošnju odnosno na iznose računa za utrošenu električnu energiju je moguće provjeriti iz mjernog centra.



Slika 8. Priključno-mjerni ormari prije (lijevo) i sad (desno)

#### 4.6. Ostalo

Ostale primjene *smart metering* sustava su: primjena za razvoj i planiranje mreža, definiranje uvjeta priključenja za distribuirane proizvođače, poboljšanje naplate isporučene električne energije, smanjenje broja reklamacija i brži odziv na iste, smanjenje potrebnog broja intervencija na terenu itd.

### 5. SMJERNICE RAZVOJA SUSTAVA

Trenutna arhitektura *smart metering* sustava u EPHZHB sa svim funkcionalnostima i ograničenjima, kao i sama dinamika provedbe uvođenja *smart metering* sustava, navedena je prethodnom dijelu rada. Daljnji razvoj *smart metering* sustava prvenstveno se odnosi na daljnju ugradnju pametnih brojila, kao i prilagođavanje AMR/AMM centra *hardware*-ski i *software*-ski povećanom broju brojila u sustavu.

Nastavno na prethodno navedeno, u planu je, i provodi se, razvoj *smart metering* sustava u cjelini, u cilju poboljšanja performansi samog sustava, kao i poslovnih procesa kompanije:

- Razdvajanje *Head End* Sustava (HES) i *Meter Data Management* Sustava (MDMS)
- Povezivanje sa ostalim sustavima unutar kompanije: SCADA, DMS, CIS
- Implementacija sumarnih brojila u TS kao RTU-a (Remote Terminal Unit) za prikupljanje pojedinih signala i dojavu u centar

S obzirom na spomenuta ograničenja primijenjene PLC S-FSK tehnologije, razmatra se i primjena G3 PLC OFDM (*Orthogonal Frequency-Division Multiplexing*) tehnologije koja je prema dostupnim informacijama označena kao tehnologija budućnosti: omogućava IPv6 komunikaciju putem energetske mreže, bržu i pouzdaniju komunikaciju, veću stabilnost u radu i automatsko prilagođavanje

stanju i topologiji mreže, te kompatibilnost s postojećom tehnologijom (PLC S-FSK, IDIS) uz mogućnost primjene obje tehnologije unutar iste mreže čime se osigurava tzv. *backward* kompatibilnost. Ostvarivanjem navedenih prednosti omogućio bi se velik iskorak prema uspostavi tzv. near real time komunikacije u *smart metering* sustavu [5][6].

## 6. COST BENEFIT ANALIZA

Cost Benefit analiza (CBA) uvođenja smart metering sustava u JP EP HZHB, obrađena ovim poglavljem, izrađena je u velikoj mjeri u skladu s dokumentom Guidelines for Cost Benefit Analysis of *Smart metering deployment* [7][8], koja preporučuje listu troškova i koristi, kao i način njihovog izračuna u okviru CB analize. Provedena CB analiza roll-outa u skladu s ranije zadanim ciljevima provedbe, uzima u obzir sve bitne troškove uvođenja *smart metering* sustava, dok s druge strane uzima samo dio koristi predviđenih spomenutim dokumentom (vidi Tablica 4).

Navedeno znači da su rezultati ovakve CB analize prilično konzervativni jer ne obuhvaćaju sve koristi, pa se može smatrati da bi primjenom svih koristi uvođenja *smart metering* sustava u okviru obuhvatnije analize, opravdanost uvođenja sustava bila i veća. Takve koristi obuhvaćaju i smanjenje CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> emisija, smanjenje vremena ispada mreže radi kvalitetnijeg nadzora mreže i malih TS putem naprednih funkcija brojila, nadzor nad kvalitetom isporučene energije krajnjem kupcu, smanjenje tehničkih gubitaka, utjecaj na distribuciju, prijenos i proizvodnju električne energije, racionalnije planiranje i investiranje u distributivnu mrežu na temelju podataka o profilima opterećenja po segmentima mreže, podizanje razine mogućnosti priključenja distribuirane proizvodnje u vidu mini elektrana itd.

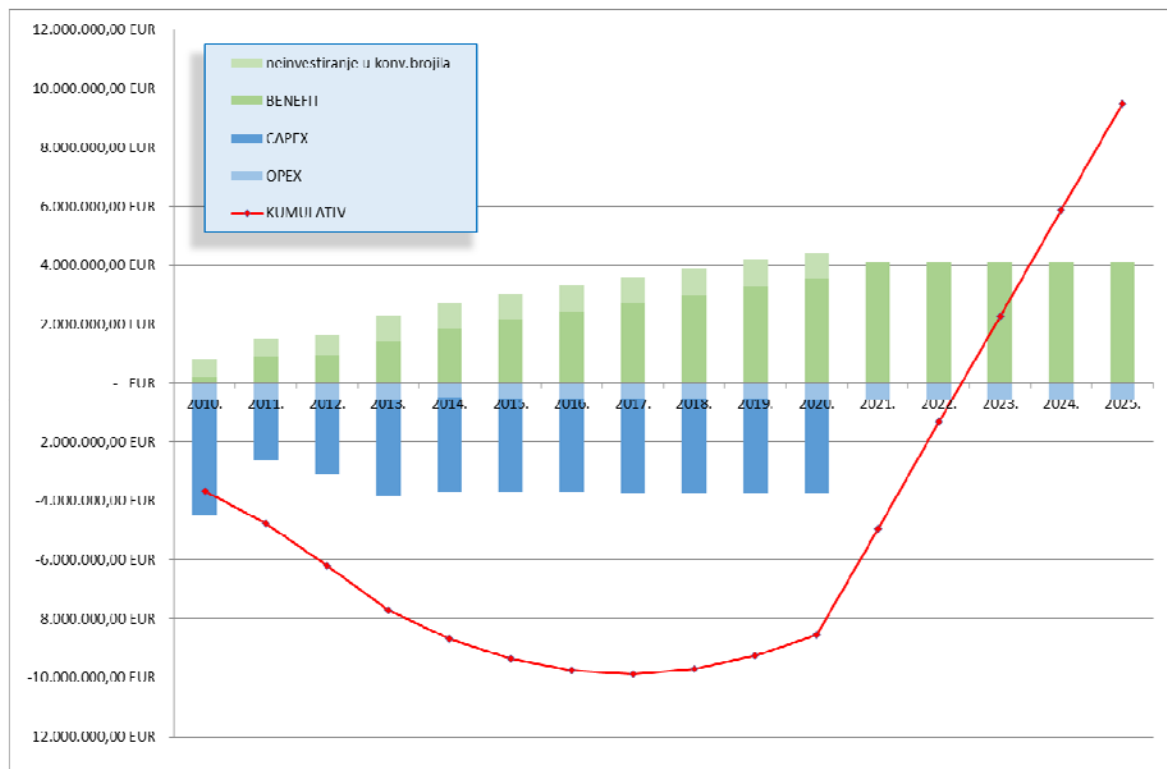
CAPEX (Kapitalni troškovi)	OPEX (Operativni troškovi)	KORISTI
Investicija u smart metering sustav	Održavanje sustava	Smanjenje troška očitavanja
Investicija u IT	Trošak komunikacije/transfera podataka	Smanjenje troška naplate i izdavanja računa
Investicija u komunikacijsku infrastrukturu	Obuke osoblja	Smanjenje neovlaštene potrošnje
Izbjegnuta investicija u indukcijska brojila (negativan trošak, dodaje se na listu benefita)	Smanjenje prihoda (kroz učinkovitiju potrošnju)	Ostvareni prihod od uvećane ugovorene snage
Nasukani trošak prethodno instaliranih indukcijskih brojila	Zamjena/kvarovi brojila	Izbjegnuti troškovi intervencija na lokaciji kupca

Tablica 4. Troškovi i koristi za CB analizu

U konkretnom slučaju CB analiza uvođenja *smart metering* sustava u JP EP HZHB pokazala je visoku stopu povrata investicije te relativno kratko vrijeme povrata investicije. Najveći utjecaj na ovako dobre pokazatelje imaju uštede u smanjenju neovlaštene potrošnje i uštede u smanjenju troškova očitavanja i naplate koji su dati na temelju stvarno ostvarenih ušteda u prvih pet godina ostvarenog roll-outa. Ovako značajne uštede u smanjenju neovlaštene potrošnje ukazuju i na to da je provedena CB analiza osjetljiva na cijenu električne energije, te da će u slučaju rasta cijena energije, i vrijeme povrata i stopa povrata na investiciju biti bolja.

U dosadašnjem razdoblju eksploatacije *smart metering* sustava, za ostvarenje planiranih ciljeva roll-outa nekoliko se faktora pokazalo ključnim. Ponajprije kvaliteta samih brojila, pri čemu je ključna ugovorena garancija visokog postotka očitavanja brojila (bankarskom garancijom isporučitelja osigurano 95% očitavanja unutar prva tri dana mjesečnog očitavanja) te otpornost brojila na atmosferske prenapone (vrlo malen broj oštećenja).

Provedena analiza obuhvaća razdoblje od 16 godina od početka roll-outa i prvih instaliranih pametnih brojila. Važno je uočiti činjenicu da se nakon dovršetka investicija u roll-out u 10. godini projekta, javlja razdoblje od 6 godina akumuliranja ostvarenih koristi. Godišnji iznos tako ostvarenih koristi u razdoblju 2023. – 2025. dovoljan je za zamjenu opreme koja izlazi iz svog garantiranog vijeka upotrebe, dakle, bez dodatnog utjecaja na likvidnost elektroprivrede.



Slika 9. Rezultati CB analize

## 7. ZAKLJUČAK

Povijest razvoja sustava naprednog mjerenja u mreži JP EP HZHB i analiza ostvarenih rezultata nakon prvih pet godina primjene ovog sustava daju odgovore na nekoliko ključnih pitanja koja se uobičajeno adresiraju prilikom donošenja odluke o pokretanju *smart meter* roll-outa: pouzdanost, tehnička opravdanost, ekonomska opravdanost i način implementacije.

Napredna infrastruktura mjerenja u JP EP HZHB obuhvaća pametna brojila u NN mreži, sumarna mjerenja u TS 10(20)/0,4 kV i SW AMM sustav. Sve navedeno predstavlja integralnu tehnološku cjelinu čije su brojne tehničke koristi i pouzdanost prikazani u radu. Nadalje, postoje realne mjerljive financijske uštede u eksploataciji naprednih sustava mjerenja, prezentiranih u ovom radu, a koje opravdavaju investiciju. Također, ostvaren je značajan napredak u mogućnosti nadzora distributivne mreže korištenjem navedene infrastrukture te je evidentno smanjenje vremena odziva na kvarove. Analizom podataka dostupnih mjernih veličina, značajno je poboljšano planiranje izgradnje mreže, čime se učinkovitije rješavaju problemi poput primjerice mogućnosti priključenja objekata distribuirane proizvodnje. Očekuje se i povoljan utjecaj *smart metering* sustava na smanjenje nabave/uvoza električne energije, uravnoteženjem debalansa svoje proizvodnje i potrošnje.

Primijenjena PLC S-FSK tehnologija komunikacije pokazala se kao pouzdana i svrsishodna. Razvoj novih PLC komunikacijskih tehnologija, pri čemu se posebno ističu najavljene mogućnosti PLC G3 tehnologije, otvara brojne mogućnosti za daljnji razvoj napredne infrastrukture mjerenja, te u konačnici ostvarivanje pametne mreže u cjelini.

## **8. LITERATURA**

- [1] JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar, „Godišnje izvješće 2013.“, JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar, 2014.
- [2] Accenture, „The role of communication technology in Europe’s advanced metering infrastructure“, Accenture technical paper, 2014.
- [3] Landis+Gyr, „Introducing the Power of PLC“, Landis+Gyr whitepaper, 2012.
- [4] Olivier Pautet, „Cellular Communications and the Future of Smart Metering“, Sierra Wireless Inc., Metering international, 2011.
- [5] Xiaolin Lu, Olivier Monnier, „Developing robust power line communication (PLC) with G3“, Texas Instruments white paper, 2012.
- [6] Landis+Gyr, „Landis+Gyr evolution meets IoT revolution“, Landis+Gyr update 01/16, 2016.
- [7] European Commission, „Commission recommendation on preparations for the roll-out of smart metering systems“, 2012/148/EU, Official Journal of the EU, March 2012.
- [8] Vincenzo Giordano, Ijeoma Onyeji, Gianluca Fulli, Manuel Sanchez Jimenez, Constatina Filiou, „Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment“, EU JRC Institute for Energy and Transport, 2012.