

TEHNIČNE ZAHTEVE ZA MERILNO IN KOMUNIKACIJSKO OPREMO

SEZNAM KRATIC

AMI	Advanced Metering Infrastructure (Napredna merilna infrastruktura)
ANSI	American National Standards Institute
APDU	Application Protocol Data Unit
APP	Application Layer (Aplikacijska plast)
BPS	Billing-Pricing System (Sistem za podporo novim naprednim tarifam in pripravo podatkov za podporo obračunu)
B2B	Business to Business– (Izmenjava podatkov med poslovnimi subjekti)
CEEPS	Centralni elektroenergetski portal Slovenije
CEN	European Committee for Standardization
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization
COSEM	Companion Specification for Energy Metering
DIN	Deutsches Institut für Normung
DLMS	Device Language Message Specification
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Managment
DST	Daylight saving time
D8PSK	Differential Eight-Phase Shift Keying
DBPSK	Differential Binary Phase Shift Keying
DQPSK	Differential Quadrature Phase Shift Keying
EES	Elektroenergetski sistem
EIMV	Elektroinštitut Milan Vidmar
EN	European Norm
ETSI	European Telecommunications Standards Institute
EU	Evropska unija
EVT	Enotna vstopna točka
FAT	Factory Acceptance Test, Funkcionalni preizkus produkta v tovarni
FIFO	First In First Out (prvi noter prvi ven)
GMT	Greenwich Mean Time (Greenwich časovna cona)
GPRS	General Packet Radio Services (Splošna paketna radijska storitev)
GSM	Global System for Mobile communications
GS1	Globalni standardi One
HAN	Home Area Network (Lokalno omrežje pri uporabniku)
HES	Head End System (Sistem za zajem podatkov iz števecv)
IDIS	Interoperable Device Interface Specifications
IEC	International Electrotechnical Commission (Mednarodna komisija za elektrotehniko)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IP	Internet Protokol

IPv4	Internet Protokol verzije 4
IPv6	IPv6 Internet Protokol verzije 6
IR	InfraRed (infrardeč)
ITU	International Telecommunication Union (Mednarodna telekomunikacijska zveza)
KMS	Key management system (sistem za upravljanje kriptografskih ključev)
LAN	Local Area Network,
LCD	Liquid Crystal Display, Zaslon s tekočimi kristali
LED	Light Emitting Diode
LLC	Logical Link Control
LP	Load profile – Obremenilni diagram
LTE	Long Term Evolution
MAC	Media Access Control
MC	Merilni center
MDMS	Meter Data Management System – (sistem za upravljanje z merilnimi podatki)
MIB	Management Information Base
MID	Measuring Instruments Directive (direktiva o merilnih instrumentih)
MKN	Merilno komunikacijske naprave
MNT	Merilni napetostni transformator
MP	Merilna perioda
MT	Nizka tarifa
MTBF	Mean time between failures (Povprečni čas med odpovedmi)
MTT	Merilni tokovni transformator
NIST	National Institute of Standards and Technology
OBIS	Object Identification System
OFDM	Orthogonal Frequency-Division Multiplexing
OIML	International Organization of Legal Metrology
OSI	Open Systems Interconnection
P	Delovna moč
PBB	Polibromirani bifenil
PBDE	Polibromirani difenileter
PHY	Physical Layer (Fizična plast)
PLC	Power Line Carrier (Prenos podatkov po energetske omrežju)
POMP	Platforma za obdelavo merilnih podatkov
P2P	Point to Point (komunikacija točka točka)
PZ	Podatkovni zbirnik
RF	Radio Frequency (radijska frekvenca)
RTC	Real Time Clock (Ura realnega časa)
Q	Jalova moč
S	Navidezna energija

SAT	Site Acceptance Test (preizkušanje na lokaciji)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SIST	Slovenski inštitut za standardizacijo
SIT	Site Integration Test
SONDSEE	Sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem električne energije
SSL	Secure Sockets Layer
SW	Software
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol
THD	Total harmonic distortion
TOU	Time of Use
TP	Transformatorska postaja
UTC	Universal Time Coordinated
VDEW	Verband Der ElektrizitätsWirtschaft
VPN	Virtual Private Network, Navidezno zasebno omrežje
WAN	Wide Area Network
WELMEC	European cooperation in legal metrology
ZOEE	Zakon o oskrbi z električno energijo
6LoWPAN	IPv6 over Low power Wireless Personal Area Networks

1. UVOD

Enoten napredni merilni sistem je osnovni gradnik pametnih omrežij v Sloveniji. Uporabniki sistema so na zahtevo distribucijskega operaterja dolžni omogočiti namestitev naprednega števca. Napredni merilni sistem obsega:

- števce pri uporabnikih sistema in v TP,
- komunikacijsko infrastrukturo, ki vključuje žične in brezžične povezave, ki omogočajo prenos podatkov od števcov do merilnih centrov in upravičencev do merilnih podatkov,
- merilne centre, ki obsegajo strojno in programsko opremo, potrebno za zbiranje, vodenje, obdelavo in posredovanje merilnih podatkov upravičencem,
- enoten informacijski sistem za centraliziran dostop do merilnih podatkov (nacionalno podatkovno vozlišče).

V teh navodilih so določene minimalne tehnične zahteve za merilno in komunikacijsko opremo (števce električne energije, merilne transformatorje, komunikatorje in podatkovne zbiralnike), ter postopki za ugotavljanje skladnosti z namenom, da je omogočena uvedba enotnega naprednega merilnega sistema električne energije v Republiki Sloveniji (v nadaljevanju: NMS), ki bo vsem uporabnikom sistema zagotavljal isto raven storitev.

Merilna in komunikacijska oprema, ki se lahko uporablja pri izgradnji NMS, mora poleg izpolnjevanja ostalih veljavnih predpisov, izpolnjevati še zahteve navedene v SONDSEE. Izpolnjevanje teh zahtev mora biti preverjeno na testnem poligonu. Na osnovi pozitivno prestanih vseh zahtevanih testov, se lahko takšna oprema vgrajuje.

1.1. Namen

Distribucijski operater v teh navodilih podrobneje določa minimalne tehnične zahteve, ki jo mora izpolnjevati merilna in komunikacijska oprema, ki se lahko uporabi pri izgradnji NMS ter postopke in načine ugotavljanja skladnosti.

V navodilu so podrobneje opredeljene:

- tehnične zahteve za merilno opremo,
- tehnične zahteve za komunikacijsko opremo,
- postopki in pravila za ugotavljanje skladnosti opreme,
- postopki verifikacije in izdajanja listin,
- postopki preklica izdanih listin.

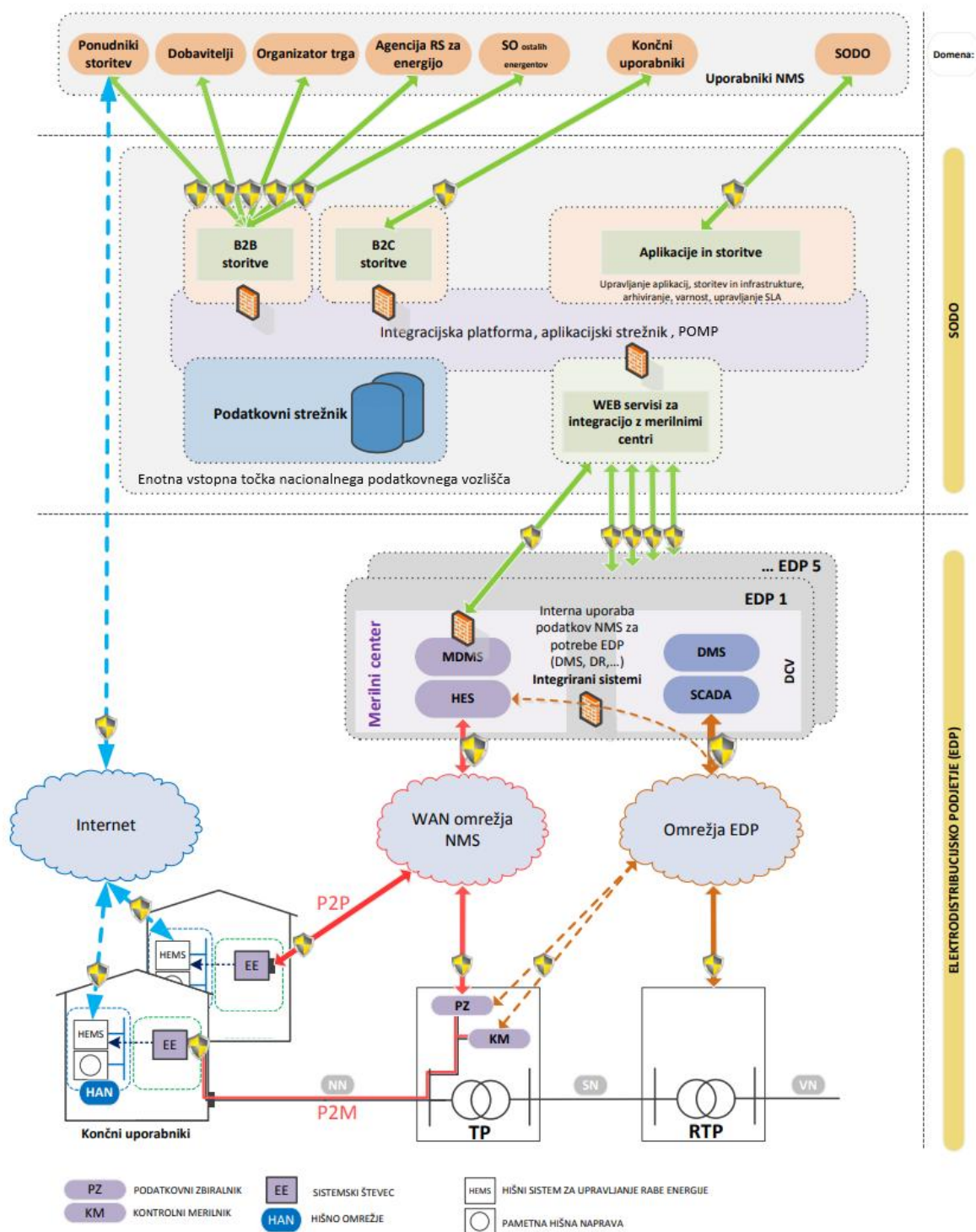
1.2. Področje uporabe

Uporaba teh zahtev je obvezna na področju celotne Republike Slovenije, kjer so naloge merjenja in izmenjave merilnih podatkov v pristojnosti distribucijskega operaterja.

Uporaba teh zahtev je obvezna pri izdelavi tehničnih zahtev javnih naročil za dobave merilnih naprav (števcev in merilnih transformatorjev) in komunikacijske opreme.

1.3. Zgradba naprednega merilnega sistema

NMS s pripadajočimi elementi in pripadajočimi referenčnimi točkami je prikazan na sliki 1.



Slika 1: Zgradba naprednega merilnega sistema

Pred NMS so postavljene velike zahteve glede zagotavljanja merilnih podatkov upravičencem iz POMP preko vzpostavljene enotne vstopne točke nacionalnega podatkovnega vozlišča. Podatki o izmerjeni porabi/proizvodnji v merilni periodi 15 min morajo biti s čim krajšim časovnim zamikom na razpolago uporabnikom, da lahko uspešno izvajajo ukrepe varčevanja z električno energijo, prilagajanja odjema/proizvodnje in delujejo kot aktivni odjemalci. Takšna odločitev pa postavlja izredno ostre zahteve glede uporabe komunikacijskih tehnologij z zadostno propustnostjo, da ne pride do zamašitev. Energetski hišni prikazovalnik ali integracijska naprava za povezovanje pametnega števca preko namenskega uporabniškega vmesnika I_1 v sistem pametnega doma (SH) ali sistem upravljanja s porabo (HEMS) je dodaten element, ki ga mora posebej financirati uporabnik sistema, če želi direktno dostopati do podatkov v števcu v skoraj realnem času.

Šibka točka PLC komunikacij so spremenljive komunikacijske lastnosti nizkonapetostnega omrežja (vklapljanje in izklapljanje porabnikov, emisije motenj, ki jih v omrežje pošiljajo razne priključene naprave na strani uporabnikov sistema, spreminjanje impedance, nezaključeni T odcepi itd.) in nizke prenosne hitrosti. V 15 minutni periodi je praktično nemogoče že v dobrih komunikacijskih razmerah prenesti podatke iz vseh števcov. Pri tem niso upoštevana izvajanja osnovnih naprednih funkcij (daljinski izklop/vklop, sinhronizacija parametrov omejevalne funkcije itd.), ki še dodatno poslabšajo odzivni čas dostopnosti podatkov na enotnem informacijskem sistemu za dostop do merilnih podatkov. S povečevanjem števila aktivnih odjemalcev je informacija o njihovem odjemu oz. proizvodnji v skoraj realnem času ključna za obvladovanje obratovanja omrežja, zato se pri teh odjemalcih namesto PLC praviloma uporabi P2P komunikacijske tehnologije (LTE Cat1 in LTE Cat-M), kar omogoča sprotni in spontani prenos podatkov.

Osnovna zahteva, ki jo mora za klasične uporabnike izpolnjevati merilna oprema, ki se vključuje v NMS, je zmožnost zagotavljanja četrt urnih podatkov uporabnikom sistema preko enotnega informacijskega sistema za dostop do merilnih podatkov za pretekli dan (D-1) do 8:00 ure naslednjega dne v vsaj 95 %. Pri aktivnih uporabnikih se zahteva sprotni prenos podatkov in popolnitev vseh morebitnih vrzeli za pretekli dan.

1.4. Referenčni dokumenti

- EUROPEAN COMMISSION DIRECTORATE – GENERAL FOR ENERGY; M/490 Standardizacija pametnih omrežij; delo standardizacijskih organov CEN/CENELEC/ETSI, povezano s pametnimi omrežji;
- EUROPEAN COMMISSION DIRECTORATE – ENTERPRISE AND INDUSTRY GENERAL; M/441 Standardisation mandate CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability;
- ETSI TR 102 691 V1.1.1 (2010-05): Machine-to-Machine communications (M2M); Smart Metering Use Cases;
- Technical report: CEN - CENELEC - ETSI TR 50572: 2011-12-01, »Functional reference architecture for communications in smart metering systems«;
- CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group, Introduction and Guide to the work undertaken under the M/441 mandate; A report by the CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group at end 2012, December 2012;

- CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group, Privacy and Security approach – part I, part II, part III and part IV;
- CEN - CENELEC – ETSI Smart Meters Coordination Group, Privacy and Security Approach – Part IV: Minimum security requirements for AMI components - European level requirements for Smart Metering – 17. July 2016 IDIS interoperability specification, release 1, Package 2, Edition 2;
- IDIS - object model ;
- DLMS User Association, COSEM Interface Classes and OBIS Identification System, the “Blue Book”, EXCERPT DLMS UA 1000-1 Ed. 12.2, 2017-01-19;
- DLMS User Association, DLMS/COSEM Architecture and Protocols, DLMS UA 1000-2 Ed. 8.3, 2017-06-30;
- DLMS CTT 3.1;
- DLMS User Association, DLMS/COSEM Conformance Testing Process, DLMS UA 1001-1:2010;
- DLMS User Association, COSEM Glossary of Terms, DLMS UA 1002:2003
- NIST Special Publication 800-108: Recommendation for Key Derivation Using Pseudorandom Functions;
- Sistemska obratovalna navodila za distribucijsko omrežje električne energije (SONDSEE);
- Tipizacija merilnih mest;
- Navodilo za uporabo stikalne naprave za omejevanje toka v kombinaciji s števcem električne energije,
- Smernice za uvajanje naprednega merjenja v Republiki Sloveniji, Agencija za energijo, Junij 2011;
- Analiza stroškov in koristi uvedbe naprednega merjenja v Sloveniji, Agencija za energijo, 06.10.2014;
- Analiza učinkov sistema naprednega merjenja električne energije (AMI) v Slovenskem distribucijskem EES, I.del, Študija št. 2031 - EIMV, 2010;
- Vizija razvoja koncepta SmartGrids v Sloveniji, Študija št. 2026/10 EIMV, 2010;
- Navodilo za uporabo stikalne naprave v kombinaciji s števcem električne energije.

1.5. Predpisi in smernice

1.5.1. Direktive in predpisi

- Izvedbena uredba Komisije (EU) 2023/1162 z dne 6. junija 2023 o zahtevah za interoperabilnost ter nediskriminatornih in preglednih postopkih za dostop do merjenih podatkov in podatkov o porabi (Besedilo velja za EGP),
- Direktiva 2014/32/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 26. februarja 2014 o harmonizaciji zakonodaj držav članic v zvezi z dostopnostjo merilnih instrumentov na trgu (prenovitev);
- Direktiva 2011/65/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 8. junija 2011 o omejevanju uporabe nekaterih nevarnih snovi v električni in elektronski opremi (prenovitev);
- Direktiva 2010/31/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 19. maja 2010 o energetske učinkovitosti stavb (UL L 153 z dne 18. 6. 2010, str. 13) prečiščena različica (09-07-2018);
- Direktiva (EU) 2019/944 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 5. junija 2019 o skupnih pravilih notranjega trga električne energije in spremembi Direktive 2012/27/EU (Besedilo velja za EGP.);

- Direktiva 2014/35/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 26. februarja 2014 o harmonizaciji zakonodaj držav članic v zvezi z omogočanjem dostopnosti na trgu električne opreme, ki je načrtovana za uporabo znotraj določenih napetostnih mej;
- Direktiva 2014/30/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 26. februarja 2014 o harmonizaciji zakonodaj držav članic v zvezi z elektromagnetno združljivostjo (prenovitev) Besedilo velja za EGP;
- Direktiva 2011/65/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 8. junija 2011 o omejevanju uporabe nekaterih nevarnih snovi v električni in elektronski opremi Besedilo velja za EGP;
- Direktiva 2000/84/ES Parlamenta in Sveta z dne 19. januarja 2001 o ureditvi poletnega časa (UL L št. 31 z dne 2. februarja 2001, str. 21);
- Direktiva 2014/53/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 16. aprila 2014 o harmonizaciji zakonodaj držav članic v zvezi z dostopnostjo radijske opreme na trgu in razveljavitvi Direktive 1999/5/ES Besedilo velja za EGP
- Direktiva (EU) 2022/2555 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 14. decembra 2022 o ukrepih za visoko skupno raven kibernetske varnosti v Uniji, spremembi Uredbe (EU) št. 910/2014 in Direktive (EU) 2018/1972 ter razveljavitvi Direktive (EU) 2016/1148 (direktiva NIS 2);
- Uredba (EU) 2018/1999 Evropskega parlamenta in sveta z dne 11. decembra 2018 o upravljanju energetske unije in podnebnih ukrepov, spremembi uredb (ES) št. 663/2009 in (ES) št. 715/2009 Evropskega parlamenta in Sveta, direktiv 94/22/ES, 98/70/ES, 2009/31/ES, 2009/73/ES, 2010/31/EU, 2012/27/EU in 2013/30/EU Evropskega parlamenta in Sveta, direktiv Sveta 2009/119/ES in (EU) 2015/652 ter razveljavitvi Uredbe (EU) št. 525/2013 Evropskega parlamenta in Sveta (UL L 328 z dne 21.12.2018, str. 1);
- Uredba (EU) 2016/679 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 27. aprila 2016 o varstvu posameznikov pri obdelavi osebnih podatkov in o prostem pretoku takih podatkov ter o razveljavitvi Direktive 95/46/ES (Splošna uredba o varstvu podatkov) (Besedilo velja za EGP (UL L 110 z dne 4.5.2016, str.1);
- Uredba komisije (EU) št. 543/2013 z dne 14. junija 2013 o predložitvi in objavi podatkov na trgih z električno energijo ter spremembi Priloge I k Uredbi (ES) št. 714/2009 Evropskega parlamenta in Sveta;
- Zakon o oskrbi z električno energijo (Uradni list RS, št. 172/21 in 47/25);
- Zakon o meroslovju (Ur. l. RS, št. 26/05 - uradno prečiščeno besedilo);
- Zakon o tehničnih zahtevah za proizvode in o ugotavljanju skladnosti (Uradni list RS, št. 17/11);
- Zakon o varstvu potrošnikov (Uradni list RS, št. 98/04 – uradno prečiščeno besedilo, 114/06 – ZUE, 126/07, 86/09, 78/11, 38/14, 19/15, 55/17 – ZKoIT in 31/18);
- Zakon o praznikih in dela prostih dnevih v Republiki Sloveniji (Uradni list RS, št. 112/05 – uradno prečiščeno besedilo, 52/10, 40/12 – ZUJF, 19/15 , 83/16 in 92/20);
- Pravilnik o merilnih instrumentih (Ur. l. RS, št. 19/16);
- Pravilnik o postopku overitve meril (Ur. l. RS, št. 97/14);
- Pravilnik o elektromagnetni združljivosti (Uradni list RS, št. 39/16 in 9/20);
- Pravilnik o overitvah števec električne energije (Uradni list RS, št. 18/13, 40/13 – popr. in 66/16);
- Odredba o merskih enotah (Ur. l. RS, št. 26/01, 109/09 in 80/19);
- Pravilnik o načinih ugotavljanja skladnosti za posamezne vrste merilnih instrumentov ter o vrstah in načinih njihove označitve z oznakami skladnosti (Ur. l. RS, št. 72/01, 53/07 in 79/13);

- Pravilnik o meroslovnih zahtevah za merilne transformatorje za električne števce (Ur. list RS, št. 30/02 in 28/06);
- Pravilnik o meroslovnih zahtevah za statične števce delovne električne energije razredov točnosti 0,2 S in 0,5 S (Uradni list RS, št. 33/02, 42/06, 106/06, 16/13 in 18/13);
- Pravilnik o meroslovnih zahtevah za statične števce jalove električne energije točnostnih razredov 2 in 3 (Ur. l. RS, št. 59/99, 71/06 in 24/13);
- Uredba o določitvi obdobja poletnega časa (Ur. l. RS, št. 9/06);
- Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS, št. 146/22, 161/22, 50/23, 71/23, 117/23, 5/24, 30/24, 107/24, 27/25, 49/24 in 76/25),
- Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira za elektrooperaterje (Uradni list RS, št. 123/22, 2/23-popr., 49/24, 53/24, 27/25, 28/25-popr. in 102/25),
- Uredba o ukrepih in postopkih za uvedbo in povezljivost naprednih merilnih sistemov električne energije (Ur. l. RS, št. 79/15),
- Uredba o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 43/22 in 112/25 – ZSROVE-1);
- Pravilnik o tehničnih zahtevah naprav za samooskrbo z električno energijo iz obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 1/16 in 46/18).

1.5.2. Smernice in priporočila

- Priporočilo Komisije z dne 29. oktobra 2014 o uporabi pravil notranjega trga z energijo med državami članicami EU in pogodbenicami Energetske skupnosti (2014/761/EU);
- Priporočilo Komisije z dne 10. oktobra 2014, o predlogi za oceno učinka na varstvo podatkov za pametna omrežja in pametne merilne sisteme (2014/724/EU)
- Priporočilo Komisije, Primerjalna analiza uvedbe pametnega merjenja v EU-27 s poudarkom na električni energiji, Bruselj, 17.6.2014; (EUROPEAN COMMISSION, Country fiches for electricity smart metering, Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity, Brussels, 17.6.2014);
- Priporočilo Komisije z dne 9. marca 2012 o pripravi za uvedbo pametnih merilnih sistemov (2012/148/EU);
- Organisation Internationale de Métrologie Légale - OIML ; OIML R 46-1/-2, Edition 2012 (E);
- Organisation Internationale de Métrologie Légale - OIML ; OIML R 46-3, Edition 2013 (E);
- EUROPEAN COMMISSION, Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27; Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity, Brussels, 17.6.2014;
- Načrt razvoja širokopasovnih omrežij naslednje generacije do leta 2020, Ministrstvo za izobraževanje, znanost in šport, Direktorat za informacijsko družbo;
- Digitalna Slovenija 2020 - Strategija razvoja informacijske družbe do leta 2020, Marec 2016;
- Digitalna Slovenija 2020 - Strategija kibernetске varnosti – Vzpostavitev sistema zagotavljanja visokega nivoja kibernetске varnosti, Februar 2016.

1.6. Seznam slovenskih standardov

- SIST ISO 704: Terminološko delo - Načela in metode;
- SIST ISO 80000-1: Veličine in enote - 1. del: Splošno;
- SIST ISO 80000-2: Veličine in enote - 2. del: Matematika (ISO 80000-2:2019)
- SIST ISO/IEC 27000: Informacijska tehnologija - Varnostne tehnike - Sistemi upravljanja informacijske varnosti - Pregled in izrazje;
- SIST ISO/IEC 27001: Informacijska tehnologija - Varnostne tehnike - Sistemi upravljanja informacijske varnosti - Zahteve;
- SIST EN ISO/IEC 15408-1: Informacijska tehnologija - Varnostne tehnike - Merila za vrednotenje varnosti IT - 1. del: Uvod in splošni model (ISO/IEC 15408-1:2009);
- SIST EN ISO/IEC 15408-2: Informacijska tehnologija - Varnostne tehnike - Merila za vrednotenje varnosti IT - 2. del: Funkcionalne varnostne komponente (ISO/IEC 15408-2:2008);
- SIST EN ISO/IEC 15408-3: Informacijska tehnologija - Varnostne tehnike - Merila za vrednotenje varnosti IT - 3. del: Komponente za zagotavljanje varnosti (ISO/IEC 15408-3:2008);
- SIST EN ISO 4757: Križne zareze za vijake;
- SIST EN 13757-1: Komunikacijski sistemi za merilnike - 1. del: Izmenjava podatkov;
- SIST EN 13757-3: Komunikacijski sistemi za merilnike - 3. del: Aplikacijski protokoli;
- SIST EN 13757-6: Komunikacijski sistemi za merilnike - 6. del: Vodilo (Local bus)
- SIST EN 13757-6: Komunikacijski sistemi za merilnike - 6. del: Vodilo (Local bus);
- SIST EN 50065-1: Signalizacija po nizkonapetostnih električnih napeljavah v frekvenčnem območju od 3 kHz do 148,5 kHz - 1. del: Splošne zahteve, frekvenčna območja in elektromagnetne motnje;
- SIST EN 50065-2-3: Signalizacija po nizkonapetostnih električnih napeljavah v frekvenčnem območju od 3 kHz do 148,5 kHz – 2-3. del: Zahteve za odpornost omrežne komunikacijske opreme in sistemov, ki obratujejo v frekvenčnem območju od 3 kHz do 95 kHz in so namenjeni za uporabo pri dobaviteljih električne energije in distributerjih;
- SIST EN 50065-4-2: Signalizacija po nizkonapetostnih električnih napeljavah v frekvenčnem območju od 3 kHz do 148,5 kHz – 4-2. del: Nizkonapetostni ločilni filtri – Varnostne zahteve;
- SIST EN 50065-4-3: Signalizacija po nizkonapetostnih električnih napeljavah v frekvenčnem območju od 3 kHz do 148,5 kHz – 4-3. del: Nizkonapetostni ločilni filtri – Vhodni filter;
- SIST EN 50065-4-4: Signalizacija po nizkonapetostnih električnih napeljavah v frekvenčnem območju od 3 kHz do 148,5 kHz – 4-4. del: Nizkonapetostni ločilni filtri – Impedančni filter;
- SIST EN 50065-4-5: Signalizacija po nizkonapetostnih električnih napeljavah v frekvenčnem območju od 3 kHz do 148,5 kHz – 4-5. del: Nizkonapetostni ločilni filtri – Razčlenjeni filter;
- SIST EN 50065-7: Signalling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148,5 kHz - Part 7: Equipment impedance;
- SIST EN 50160: Značilnosti napetosti v javnih razdelilnih omrežjih;
- SIST EN 50470-1: Oprema za merjenje električne energije (a.c.) - 1. del: Splošne zahteve, preskušanje in preskusni pogoji - Merilna oprema (razredni indeksi A, B in C);
- SIST EN 50470-3: Oprema za merjenje električne energije (a.c.) - 3. del: Posebne zahteve - Statični števcji za delovno energijo (razredni indeksi A, B in C);
- SIST EN 50491-11: Splošne zahteve za stanovanjske in stavbne elektronske sisteme (HBES) in sisteme za avtomatizacijo in krmiljenje stavb (BACS) - 11. del: Inteligentno merjenje - Aplikacijske specifikacije - Preprost zunanji prikazovalnik za uporabnika;

- SIST EN 50491-12: Splošne zahteve za stanovanjske in stavbne elektronske sisteme (HBES) in sisteme za nadzor in avtomatizacijo stavb (BACS) - Pametna omrežja - Aplikacijske specifikacije - Vmesnik in okvir za odjemalca - 12-1. del: Vmesnik med CEM in upravljalcem stanovanjskih in stavbnih virov - Splošne zahteve in arhitektura;
- SIST EN 50561-1: Aparati za komunikacije po elektroenergetskih vodih pri nizkonapetostnih inštalacijah - Karakteristike radijskih motenj - Omejitve in merilne metode - 1. del: Aparati za domačo uporabo;
- SIST EN 55032: Elektromagnetna združljivost večpredstavnostne opreme - Zahteve glede elektromagnetnega sevanja
- SIST EN 61869-2: Instrumentni transformatorji - 2. del: Dodatne zahteve za tokovne transformatorje
- SIST EN 60529: Stopnja zaščite, ki jo zagotavlja ohišje (koda IP) (IEC 60529:1989) (vsebuje popravek AC:1993)
- SIST EN 60664-1: Uskladitev izolacije za opremo v okviru nizkonapetostnih sistemov - 1. del: Načela, zahteve in preskusi (IEC 60664-1:2007);
- SIST EN 60695-2-11: Preskušanje požarne ogroženosti - 2-11. del: Preskusne metode z žarilno žico - Preskušanje vnetljivosti končnega proizvoda z žarilno žico in navodila IEC (GWEPT) (IEC 60695-2-11:2014);
- SIST EN 60999-1: Povezovalne naprave - Varnostne zahteve za vijačne in brezvijačne pritrdilne enote za električne bakrene vodnike - 1. del: Splošne in posebne zahteve za vodnike od 0,2 mm² do vključno 35 mm² (IEC 60999-1:1999);
- SIST EN 61000-4-2: Elektromagnetna združljivost (EMC) - 4-2. del: Preskusne in merilne tehnike - Preskus odpornosti proti elektrostatični razelektritvi (IEC 61000-4-2:2008);
- SIST EN 61000-4-3: Elektromagnetna združljivost (EMC) – 4-3. del: Preskusne in merilne tehnike – Preskušanje odpornosti proti sevanim radiofrekvenčnim elektromagnetnim poljem (IEC 61000-4-3:2006);
- SIST EN 61000-4-4: Elektromagnetna združljivost (EMC) - 4-4. del: Preskusne in merilne tehnike - Preskus odpornosti proti hitrim električnim prehodnim pojavom/razpoku (IEC 61000-4-4:2012);
- SIST EN 61000-4-5: Elektromagnetna združljivost (EMC) - 4-5. del: Preskusne in merilne tehnike - Preskus odpornosti proti napetostnemu udaru (IEC 61000-4-5:2014);
- SIST EN 61000-4-6: Elektromagnetna združljivost (EMC) - 4-6. del: Preskusne in merilne tehnike - Odpornost proti motnjam po vodnikih, ki jih inducirajo radiofrekvenčna polja (IEC 61000-4-6:2013);
- SIST EN 61000-4-8: Elektromagnetna združljivost (EMC) - 4-8. del: Preskusne in merilne tehnike - Preskus odpornosti proti magnetnemu polju omrežne frekvence;
- SIST EN 61000-4-9: Elektromagnetna združljivost (EMC) - 4-9. del: Preskusne in merilne tehnike - Preskus odpornosti proti impulznemu magnetnemu polju;
- SIST EN 61000-4-11: Elektromagnetna združljivost (EMC) – 4-11. del: Preskusne in merilne tehnike – Preskusi odpornosti proti upadom napetosti, kratkotrajnim prekinitvam in napetostnim kolebanjem (IEC 61000-4-11:2004);
- SIST EN 61000-4-18: Elektromagnetna združljivost (EMC) - 4-18. del: Preskusne in merilne tehnike - Preskus odpornosti proti nihajnemu valu (IEC 61000-4-18:2006);

- SIST EN 61000-4-19: Elektromagnetna združljivost (EMC) – 4-19. del: Preskušanje in merilne tehnike – Preskus odpornosti proti prevajanim motnjam skupne zvrsti v frekvenčnem območju od 2 kHz do 150 kHz na izmeničnih napajalnih vhidih (IEC 61000-4-19:2014);
- SIST EN 61000-4-30: Elektromagnetna združljivost (EMC) - 4-30. del: Preskusne in merilne tehnike - Metode merjenja kakovosti napetosti (IEC 61000-4-30:2015);
- SIST EN 61000-4-31: Elektromagnetna združljivost (EMC) - 4-31. del: Preskusne in merilne tehnike - Preskus odpornosti konektorjev izmeničnega napajanja proti širokopasovnim motnjam po vodnikih;
- SIST EN 61334-4-32: Distribution automation using distribution line carrier systems - Part 4: Data communication protocols - Section 32: Data link layer - Logical link control (LLC) (IEC 1334-4-32:1996);
- SIST EN 61334-4-41: Distribution automation using distribution line carrier systems - Part 4: Data communication protocols - Section 41: Application protocols - Distribution line message specification (IEC 1334-4-41:1996);
- SIST EN 61334-4-42: Distribution automation using distribution line carrier systems - Part 4: Data communication protocols - Section 42: Application protocols - Application layer (IEC 1334-4-42:1996);
- SIST EN 61334-4-511: Distribution automation using distribution line carrier systems -- Part 4-511: Data communication protocols - Systems management - CIASE protocol;
- SIST EN 61334-4-512: Distribution automation using distribution line carrier systems - Part 4-512: Data communication protocols - System management using profile 61334-5-1 - Management Information Base (MIB) (IEC 61334-4-512:2001);
- SIST EN 61709: Električne komponente - Zanesljivost - Referenčni pogoji za pogostost odpovedi in modele obremenjevanja za pretvarjanje (IEC 61709:2017);
- SIST EN 61869-2: Instrumentni transformatorji - 2. del: Dodatne zahteve za tokovne transformatorje;
- SIST EN 61968-9: Združevanje aplikacij v elektropodjetjih - Sistemski vmesniki za upravljanje distribucije - 9. del: Vmesniki za odbiranje stanja električnih števec in krmiljenje (IEC 61968-9:2013);
- SIST EN 62052-11: Oprema za merjenje električne energije (izmenični tok) - Splošne zahteve, preskusi in preskuševalni pogoji - 11. del: Merilna oprema (IEC 62052-11:2003) (IEC 62052-11:2003);
- SIST EN 62052-21: Oprema za merjenje električne energije (a.c./izmenični tok) - Splošne zahteve, preskusi in pogoji preskušanja – 21. del: Oprema za krmiljenje tarif in bremen (IEC 62052-21:2004);
- SIST EN 62052-31: Oprema za merjenje električne energije (izmenični tok) - Splošne zahteve, preskusi in pogoji preskušanja - 31. del: Varnostne zahteve in preskusi;
- SIST EN 62053-21: Oprema za merjenje električne energije (izmenični tok) - Posebne zahteve - 21. del: Statični števcji delovne energije (razreda 1 in 2) (IEC 62053-21:2003);
- SIST EN 62053-22: Oprema za merjenje električne energije (izmenični tok) - Posebne zahteve - 22. del: Statični števcji delovne energije (razreda 0,2 in 0,5S) (IEC 62053-22:2003);
- SIST EN 62053-23: Oprema za merjenje električne energije (izmenični tok) - Posebne zahteve - 23. del: Statični števcji jalove energije (razreda 2 in 3) (IEC 62053-23:2003);

- SIST EN 62053-24: Oprema za merjenje električne energije (izmenični tok) - Posebne zahteve - 24. del: Statični števeci osnovne komponente jalove energije (razredi 0,5 S, 1 S in 1) (IEC 62053-24:2014);
- SIST EN 62053-31: Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 31: Pulse output devices for electromechanical and electronic meters (two wires only);
- SIST EN 62053-52: Oprema za merjenje električne energije (AC) – Posebne zahteve – 52. del: Simboli (IEC 62053-52:2005);
- SIST EN 62054-21: Merjenje električne energije (a.c./izmenični tok) – Krmiljenje tarif in bremen – 21. del: Posebne zahteve za časovna stikala (IEC 62054-21:2004);
- SIST EN 62056-1-0: Izmenjava podatkov pri merjenju električne energije - Niz DLMS/COSEM - 1-0. del: Struktura standarda za inteligentno merjenje;
- SIST EN 62056-4-7: Izmenjava podatkov pri merjenju električne energije - Niz DLMS/COSEM - 4-7. del: Transportna plast DLMS/COSEM za omrežja IP;
- SIST EN 62056-5-3: Izmenjava podatkov meritev električne energije - Niz DLMS/COSEM - 5-3. del: Aplikacijska plast DLMS/COSEM;
- SIST EN 62056-6-1: Izmenjevanje podatkov za odbiranje stanja števec - Sestav DLMS/COSEM - 6-1. del: Sistem za prepoznavanje objektov (OBIS)
- SIST EN 62056-6-2: Izmenjava podatkov pri merjenju električne energije - Niz DLMS/COSEM - 6-2. del: Vmesniški razredi COSEM; SIST EN 62056-7-5: Izmenjava podatkov pri merjenju električne energije - Niz DLMS/COSEM - 7-5. del: Profili izmenjave podatkov za lokalne mreže (LN);
- SIST EN 62056-7-6: Izmenjava podatkov meritev električne energije - Niz DLMS/COSEM - 7-6. del: 3-plastni, povezovalno naravnani komunikacijski profil na osnovi HDLC (IEC 62056-7-6:2013);
- SIST EN 62056-8-5: Izmenjava podatkov pri merjenju električne energije - Niz DLMS/COSEM - 8-5. del: Ozkopasovni OFDM G3-PLC komunikacijski profil za sosednje mreže; SIST EN 62056-9-7: Izmenjava podatkov meritev električne energije - Niz DLMS/COSEM - 9-7. del: Komunikacijski profil za omrežja TCP-UDP/IP (IEC 62056-9-7:2013);
- SIST EN 62056-42: Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 42: Physical layer services and procedures for connection-oriented asynchronous data exchange (IEC 62056-42:2002);
- SIST EN 62056-46: Merjenje električne energije – Izmenjevanje podatkov za odbiranje stanja električnih števec ter krmiljenje tarife in obremenitve – 46. del: Plast podatkovnih povezav z uporabo protokola HDLC (IEC 62056-46:2002/A1:2006);
- SIST EN 62058-11: Merjenje električne energije (a.c.) - Sprejemna kontrola - 11. del: Splošne metode sprejemne kontrole (IEC 62058-11:2008, spremenjen);
- SIST EN 62058-31: Merjenje električne energije (a.c.) - Sprejemna kontrola - 31. del: Posebne zahteve za statične števec delovne energije (razredi 0,2 S, 0,5 S, 1 in 2 ter razredni indeksi A, B in C) (IEC 62058-31:2008, spremenjen);
- SIST EN 62059-41: Oprema za merjenje električne energije – Zagotovljivost – 41. del: Napovedovanje zanesljivosti (IEC 62059-41:2006);
- SIST EN 62059-31-1: Oprema za merjenje električne energije - Zagotovljivost - 31-1. del: Pospešeno preskušanje zanesljivosti - Povišana temperatura in povečana vlažnost (IEC 62059-31-1:2008)

- SIST EN 62059-32-1: Oprema za merjenje električne energije - Zagotovljivost - 32-1. del: Trajnost - Preskušanje stabilnosti meteoroloških karakteristik s povišano temperaturo (IEC 62059-32-1:2011)
- SIST EN 62381: Avtomatizacijski sistemi v procesni industriji - Tovarniški prevzemni preskus (FAT), prevzemni preskus pri prevzemniku (SAT) in preskus integracije pri prevzemniku (SIT) (IEC 62381:2012).
- Pri zgornjih naštetih osnovnih standardih je potrebno upoštevati vse njihove veljavne dopolnitve. V primeru prenehanja veljavnosti posameznega standarda se uporabi njegov nadomeščen standard.

1.6.1. Seznam ostalih standardov in priporočil

- ANSI C12.21: Protocol Specification for Telephone Modem Communication;
- ANSI C12.22: Protocol Specification For Interfacing to Data Communication Networks;
- International Telecommunication Union: ITU-T TELECOMMUNICATION STANDARDIZATION SECTOR OF ITU, Recommendation ITU-T G.9903 (08/2017), Narrowband orthogonal frequency division multiplexing power line communication transceivers for G3-PLC networks;
- ISO/IEC 8482:Information technology - Telecommunications and information exchange between systems - Twisted pair multipoint interconnections;
- ISO/IEC 8802.2: Information technology - Telecommunications and information exchange between systems - Local and metropolitan area networks - Specific requirements; Logical link control;
- ISO/IEC 15408-1: Information technology - Security techniques - Evaluation criteria for IT security - Part 1: Introduction and general model;
- IEEE 1901.2-2013 - IEEE Standard for Low-Frequency (less than 500 kHz) Narrowband Power Line Communications for Smart Grid Applications;
- IEEE 802.15.4: Part 15.4: Wireless Medium Access Control (MAC) and Physical Layer (PHY) Specifications for Low-Rate Wireless Personal Area Networks (LR-WPANs);
- VDEW - specification for »Electronic Meters with load curve «Version 2.1.2 i7th November 2003;
- Družina standardov IEEE 802.1, IEEE 802.3, IEEE 802.11, IEEE 802.16;
- IETF RFC 768: User Datagram Protocol;
- IETF RFC 793: Transmission control protocol;
- IETF RFC 1144: Compressing TCP/IP Headers for Low-Speed Serial Links;
- IETF RFC 1213: Management Information Base for Network Management of TCP/IP-based internets;
- IETF RFC 1321: MD5 Message-Digest Algorithm;
- IETF RFC 1350: The TFTP protocol (revision 2);
- IETF RFC 1570: PPP Link Control Protocol (LCP) Extensions;
- IETF RFC 1661: The Point-to-Point Protocol (PPP);
- IETF RFC 1662: PPP in HDLC-like Framing
- IETF RFC 1700: Assigned Numbers;
- IETF RFC 2460: Internet Protocol, Version 6 (IPv6) Specification;
- IETF RFC 2464: Transmission of IPv6 Packets over Ethernet Networks;
- IETF RFC 2474: Definition of the Differentiated Services Field (DS Field) in the IPv4 and IPv6 Headers;

- IETF RFC 2475: Architecture for Differentiated Services;
- IETF RFC 2507: IP Header Compression;
- IETF RFC 3168: The Addition of Explicit Congestion Notification (ECN) to IP;
- IETF RFC 3241: Robust Header Compression;
- IETF RFC 4022: Management Information Base for the Transmission Control Protocol (TCP);
- IETF RFC 4113: Management Information Base for the User Datagram Protocol (UDP);
- IETF RFC 4191: IP version 6 addressing architecture;
- IETF RFC 4293: Management Information Base for the Internet Protocol (IP);
- IETF RFC 4944: Transmission of IPv6 Packets over IEEE 802.15.4 Networks;
- WELMEC 7.1, 7.2, 8.6 in 8.8, standardi European cooperation in legal metrology.

2. MINIMALNE ZAHTEVE ZA ŠTEVCE ELEKTRIČNE ENERGIJE DIREKTNO PRIKLJUČENE NA DISTRIBUCIJSKO OMREŽJE

Na osnovi zahtev Zakona o oskrbi z električno energijo (ZOEE) in Uredbe o ukrepih in postopkih za uvedbo in povezljivost naprednih merilnih sistemov električne energije mora proizvajalec merilne opreme (v nadaljevanju: proizvajalec) izvesti potrebne prilagoditve tem zahtevam, če želi sodelovati pri izgradnji naprednega merilnega sistema (ponujati svojo merilno in komunikacijsko opremo v okviru postopkov javnega naročanja distribucijskega operaterja ali elektrodistribucijskih podjetij).

Pri pripravi ustreznih rešitev je potrebno upoštevati izdane dokumente koordinacijske skupine za pametno merjenje v okviru mandata 441 (M/441) in 490 (M/490) za pametna omrežja in izdane nove standarde standardizacijskih hiš CENELEC, ETSI, CEN in ostalih s tega področja.

Proizvajalec mora z izjavo zagotoviti, da števeci električne energije in komunikacijski moduli ne vsebujejo svinca, živega srebra, kadmija, šestvalentnega kroma, polibromiranih bifenilov (PBB) ali polibromiranih difeniletrov (PBDE). Izjava mora biti opremljena z žigom in podpisom zakonitega/zakonitih zastopnikov proizvajalca (generalni direktor, predsednik in člani uprave, itd.). Izjava je lahko napisana v slovenskem ali angleškem jeziku.

Pri izpolnjevanju tehničnih zahtev, ki so vezane na uporabo slovenskih in ostalih standardov velja pravilo, da se v primeru preklica posameznega standarda smiselno uporabi njegov prenovljen naslednik. Prav tako velja pravilo, da se upoštevajo vsa dopolnila k osnovnemu navedenemu standardu, če se dopolnitev nanaša na ponujeno rešitev. Ta pravila veljajo tudi za ostala poglavja tega dokumenta.

Števci morajo biti izdelani in preskušeni po SIST EN 50470-1, SIST EN 50470-3, SIST EN IEC 62052-11 in SIST EN 62053-23.

2.1. Certificiranje

Števci morajo biti certificirani po:

Direktivi 2014/32/EU in v slovenski pravni red prevzeto po Pravilniku o merilnih instrumentih, priglašene organa za števec delovne električne energije – poglavje MI-003.,

Pravilniku o načinih ugotavljanja skladnosti za posamezne vrste merilnih instrumentov ter o vrstah in načinih njihove označitve z oznakami skladnosti (Ur. list RS, št. 72/01, 53/07 in 79/13) za števec jalove energije - Certifikat o odobritvi tipa merila,

DLMS/COSEM s strani DLMS User Association,

Certifikat združenja G3 Alliance za CENELEC A in FCC frekvenčno področje s prilogami rezultatov testiranja pristojnega laboratorija LANPARK Tauxigny France ali TÜVRheinland Yokohama Japan (velja za števec z G3 PLC komunikacijo),

Certifikat združenja G3 Alliance, da je števec uspešno preстал certifikacijsko testiranje v skladu z referenčno specifikacijo G3-Alliance ITU G.9903 (08-2017), vključno z amandmajem 1 (05/21), amandmajem 2 (03/23) in popravkom 1 (03/23), kot je objavljeno na <https://www.itu.int/rec/TREC-G.9903> (velja za števec G3-Hybrid).

Pravilniku o radijski opremi (Uradni list RS, št. 3/16 in 9/20) oz. Direktivi 2014/53/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 16. aprila 2014 o harmonizaciji zakonodaj držav članic v zvezi z dostopnostjo

radijske opreme na trgu in razveljavitvi Direktive 1999/5/ES Besedilo velja za EGP (velja za radijsko 2G, 4G opremo in G3 Hybrid opremo),

zagotavljanju varnosti proizvoda in njegove uporabe – znak CE.

Izjava o skladnosti (ES) mora vsebovati vse potrebne informacije o direktivah, o proizvajalcu, o njegovem zastopniku, priglašnem organu (če je bil vključen v postopek preveritve), o proizvodu, o harmoniziranih standardih in drugih normativnih dokumentih. S CE oznako na izdelku proizvajalec zagotavlja, da je bil izdelek razvit (konstruiran) in proizveden ter zagotavlja varno uporabo v skladu z vsemi zahtevami predpisov EU, ki se nanj nanašajo.

2.2. Meroslovne in osnovne tehnične zahteve za števec direktno priključene na distribucijsko omrežje

Tabela 1: Minimalne meroslovne in ostale tehnične zahteve

ŠT. ZAHTEVE	OPIS ZAHTEVE	MINIMALNE VREDNOSTI
1	Razred točnosti: - delovna energija - jalova energija	A (SIST EN 50470-3), 2 (SIST EN 62053-23),
2	Merjene energij in moči:	Podrobno opredeljeno v poglavju 2.15.
3	Standardna referenčna napetost U_N (SIST EN 60038) in razširjeno območje delovanja: - enofazni števec - trifazni števec	230 V; +15% .. -20% 3 x230/400 V; +15% .. -20%
4	Meroslovno območje napetosti (MID) - enofazni števec - trifazni števec	SIST EN 50470-1 - $0,9 \times U_n \leq U \leq 1,1 \times U_n$; - $0,9 \times U_n \leq U \leq 1,1 \times U_n$;
5	Odpornost na trajno prenapetost	do 260 V med fazo in nevtralnimi vodnikom
6	Tok (MID): - I_{tr} - I_{ref} - I_{max} - I_{min} (zagotovljena meroslovna točnost) - I_{st}	SIST EN 50470-1 0,5 A $10 \times I_{tr}$ $80 A \leq I \leq 100 A$ (120A) $\leq 0,5 I_{tr}$ $\leq 0,05 I_{tr}$
7	Frekvenca	50 Hz, $\pm 2\%$
8	Temperaturno območje delovanja (minimalne zahteve): - LCD zaslon Temperaturni koeficient	SIST EN 62052-11 -20°C do +60°C -40°C do +70°C,

	- Povprečna vrednost	$\leq 0,015 \% / K$
9	Ura realnega časa: - točnost pri +23°C v obratovanju	največ $\pm 0,5$ s/dan pri 23°C (SIST EN 62054-21)
10	Indikacija porabe - impulzna konstanta	LED dioda za delovno in jalovo energijo po SIST EN 62052-11 - 1.000 imp/kWh - 1.000 imp/kvarh Dovoljena je uporaba tudi samo ene programabilne diode za delovno in jalovo energijo.
11	Priključnica	Ena od dopustnih vijačnih priključnic opisanih v nadaljevanju z razporeditvijo glavnih priključnih sponk kot je to določeno v družini standardov DIN 43857
12	Stikalna naprava za omejevanje toka - I_{max} - I_{ks} (kratkostični tok) - U_{max} - Življenjska doba (UC3) ▪ Število preklopov pri I_{max}	Lastnosti skladno z SIST EN 62055-31 (UC3) usklajeno z I_{max} števca ≥ 3.000 A ≥ 400 V ≥ 5.000
13	Prikazovalnik - Vrsta - Temperaturno območje delovanja	LED DOT Matrix ali segmentni LCD zaslon -20°C do +60°C (SIST EN 62052-11)
14	Format energijskih registrov:	Osnovni format zapisa energijskih registrov je: - 7 celih mest, - ločitveni znak za decimalno mesto in - eno decimalno mesto. V servisnem načinu je lahko uporabljenih več decimalnih mest (dve ali tri)
15	Elektromagnetna združljivost (EMC):	Števec mora izpolnjevati zahteve vezane na EMC iz standardov in predpisov <u>Osnovni EMC standardi:</u> - SIST EN 61000-4-2, - SIST EN 61000-4-3, - SIST EN 61000-4-4, - SIST EN 61000-4-5, - SIST EN 61000-4-6, - SIST EN 61000-4-11, - SIST EN 61000-4-19 (TP CLC/TR 50579), SIST EN 55032.

		<ul style="list-style-type: none"> - <u>Namenski standardi s predmetnega področja</u> SIST EN 62052-11, - SIST EN 62053-21, - SIST EN 62053-23, - SIST EN 50470-3.
16	Zaznavanje zlonamernih posegov:	Zahtevani senzorji: <ul style="list-style-type: none"> - odprtja pokrova števca (v kolikor ni izvedba števca z nerazstavljivo zvezo med dnom in pokrovom števca), - odprtja pokrova priključnice, - prisotnosti tujega magnetnega polja.
17	Izolacijska trdnost: <ul style="list-style-type: none"> - Izolacijska trdnost - Impulzna napetost oblike 1,2/50µs - Zaščita pred posrednim dotikom 	Zahteve: <ul style="list-style-type: none"> - ≥4 kV, 50Hz, 1minuta - ≥6 kV (SIST EN 62052-11), - Razred II (SIST EN 62052-11),
18	Zaščita pred vdorom vode in prahu	SIST EN 60529 ≥IP 52
20	Lastna poraba enofazni števec <ul style="list-style-type: none"> - Tokovni tokokrog - Napetostni tokokrog 	Zahteve: <ul style="list-style-type: none"> - ≤0,06 VA - ≤2,5 W in ≤12 VA ob delovanju komunikacije
21	Lastna poraba trifaznega števca: <ul style="list-style-type: none"> - Tokovni tokokrog - Napetostni tokokrog 	Zahteve: <ul style="list-style-type: none"> - ≤0,03 VA/fazo - ≤0,9 W/fazo in ≤2,5 VA/fazo v fazah v katerih ni priključen modem - ≤1,2 W/fazo in ≤6,5 VA/fazo v fazah v kateri je priključen modem (ob delovanju modema).
22	Elektromagnetno okolje (MID) <ul style="list-style-type: none"> - razred 	SIST EN 50470-1 <ul style="list-style-type: none"> - E1 ali E2
23	Mehansko okolje (MID) <ul style="list-style-type: none"> - razred 	SIST EN 50470-1 <ul style="list-style-type: none"> - M1 ali M2
24	Delovna temperatura (MID) <ul style="list-style-type: none"> - zgornja temperaturna meja - spodnja temperaturna meja 	SIST EN 50470-1 <ul style="list-style-type: none"> - +70°C - -40°C
25	Vrsta priključitve: <ul style="list-style-type: none"> - enofazni števec 	<ul style="list-style-type: none"> - 1P2W

	- trifazni števec	- 3P4W
26	Vrsta uporabe	SIST EN 50470-1 - števec za notranjo uporabo

Tabela 2: Minimalne tehnične zahteve parametrov kakovosti napetosti

ŠT. ZAHTEVE	OPIS ZAHTEVE
1	Velikost napajalne napetosti (SIST EN 61000-4-30, poglavje 5.2)
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Razred merila: razred S ob upoštevanju spodnjih posebnosti 2. Merilna metoda: poglavje 5.2.1 3. Merilna negotovost: $\pm 1,0 \%$ <ol style="list-style-type: none"> a. Ob napetosti napajanja vsaj 170 V ($74 \% U_{din}$) ali več in ob prisotnosti vsaj ene faze. b. V frekvenčnem območju napajalne napetosti vsaj 47 Hz do 52 Hz. 4. Merilno območje: <ol style="list-style-type: none"> a. Vsaj 170 V do 271 V (od 74% do $118 \% U_{din}$) napajalne napetosti in ob prisotnosti vsaj ene faze. b. V frekvenčnem območju napajalne napetosti vsaj 47 Hz do 52 Hz. 5. Območje vplivnih veličin: po SIST EN 62586-2 <ol style="list-style-type: none"> a. V frekvenčnem območju napajalne napetosti vsaj 47 Hz do 52 Hz. 6. Metoda združevanja: razred S, poglavje 4.4 in 4.5 <ol style="list-style-type: none"> a. Združevanje 10 periodnih (200 ms) časovnih intervalov v 10-min vrednosti.
2	Neravnotežje napajalne napetosti (SIST EN 61000-4-30, poglavje 5.7)
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Razred: razred S ob upoštevanju spodnjih posebnosti 2. Merilna metoda: simetrične komponente, U_2 <ol style="list-style-type: none"> a. Le negativna komponenta simetričnega sistema (U_2). 3. Merilna negotovost: $\pm 0,3 \%$ <ol style="list-style-type: none"> a. Ob napetosti napajanja vsaj 170 V ($74 \% U_{din}$) ali več in ob prisotnosti vsaj ene faze. b. V frekvenčnem območju napajalne napetosti vsaj 47 Hz do 52 Hz. 4. Merilno območje: od 1% do $5 \% U_2$ <ol style="list-style-type: none"> a. Ob napetosti napajanja vsaj 170 V do 271 V ($74 \% - 118 \% U_{din}$) in prisotnosti vsaj ene faze. b. V frekvenčnem območju napajalne napetosti vsaj 47 Hz do 52 Hz. 5. Območje vplivnih veličin: po SIST EN 62586-2 <ol style="list-style-type: none"> a. V frekvenčnem območju napajalne napetosti vsaj 47 Hz do 52 Hz. 6. Metoda združevanja: razred S, poglavje 4.4 in 4.5 <ol style="list-style-type: none"> a. Združevanje 10 periodnih (200 ms) časovnih intervalov v 10-min vrednosti.
3	Upadi in porasti napetosti (SIST EN 61000-4-30, poglavje 5.4)
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Razred: razred S ob upoštevanju spodnjih posebnosti 2. Merilna metoda: Poglavje 5.4.1. <ul style="list-style-type: none"> Uporabljena efektivna napetost se izračunava kot $U_{rms(1)}$ <p>Uporabljena referenčna napetost je U_{din}.</p> <p>Upadi in porasti napetosti se beležijo fazno.</p>

	3. Merilna negotovost: $\pm 1 \% U_{din}$, trajanje ± 2 periodi. ▪ Točnost ocene trajanja upada in porasta je ± 2 periodi. 4. Merilno območje: ni relevantno 5. Območje vplivnih veličin: ni relevantno 6. Metoda združevanja: ni podanih zahtev
4	Prekinitve napetosti (poglavje 5.5 v SIST EN 61000-4-30)
	1. Razred: razred S ob upoštevanju spodnjih posebnosti 2. Merilna metoda: Poglavje 5.5.1 ▪ Uporabljena efektivna napetost se izračunava kot $U_{rms(1)}$. ▪ Uporabljena referenčna napetost je U_{din} . ▪ Prekinitve napetosti se beležijo po fazah in za vse faze skupaj (Poglavje 5.5.2). 3. Merilna negotovost: po specifikaciji proizvajalca 4. Merilno območje: ni relevantno 5. Območje vplivnih veličin: ni relevantno 6. Metoda združevanja: ni podanih zahtev
5	Harmonske napetosti (poglavje 5.8 v SIST EN 61000-4-30)
	1. Razred: razred S ob upoštevanju spodnjih posebnosti 2. Merilna metoda: Poglavje 5.8.1 3. Merilna negotovost: dvojna vrednost dovoljenih pogreškov po SIST EN 61000-4-7 za razred II 4. Merilno območje: po redu harmonika a. Frekvenčno: do vključno 11 - tega reda ali več b. Amplitudno: po specifikaciji proizvajalca, minimalno in maksimalno območje vrednosti harmonika za katero se zagotavlja merilna negotovost. 5. Območje vplivnih veličin: proizvajalec opredeli vpliv temperature in vpliv velikosti odklonov napajalne napetosti na merilno negotovost po tč. 3 zgoraj. 6. Metoda združevanja: razred S, poglavje 4.4 in 4.5 a. Združevanje 10 periodnih (200 ms) časovnih intervalov v 10-min vrednosti.

2.3. Življenjska doba

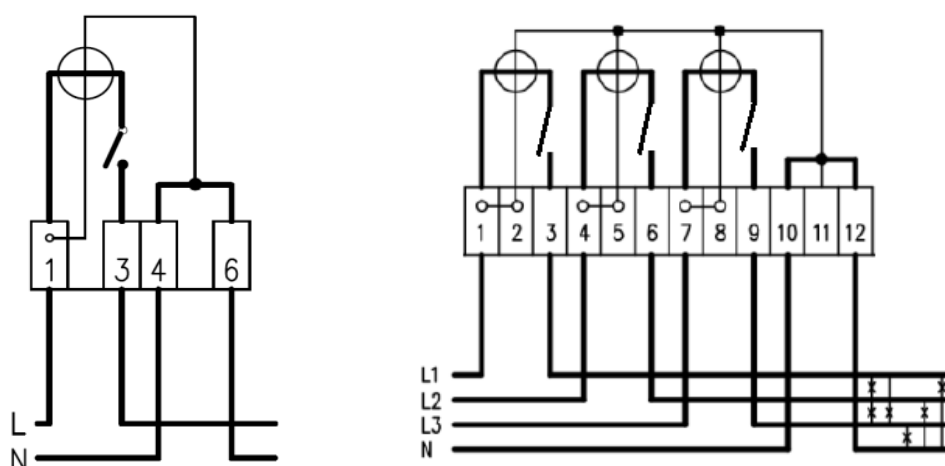
Minimalna življenjska doba števec, ki jo jamči proizvajalec mora biti 16 let. Na življenjsko dobo so v javnih naročilih vezane določene garancijske obveznosti ponudnika in proizvajalca, zato mora biti predvidena življenjska doba skrbno določena in podkrepljena z izračuni kot so MTBF izračuni (po standardu SIST EN 62059-41) ali postopki umetnega staranja SIST EN 62059-31-1, 62059-32-1.

Za napoved zanesljivosti vgrajenih električnih komponent v merilni opremi se uporabi standard SIST EN 61709, ki določa referenčne pogoje komponent, ter enačbe, s katerimi se izračunajo vplivi dejanskih obremenitev komponent na referenčno pogostost odpovedi.

Za čas življenjske dobe izdelka je ponudnik/dobavitelj ali proizvajalec skladno z Zakonom o varstvu potrošnikov dolžan zagotavljati servis in rezervne dele.

2.4. Način priključitve

Enofazni napredni števec mora omogočati enofazno dvovodno (1P2W), trifazni napredni števec pa trifazno štirivodno (3P4W) priključitev na električno omrežje. Enofazni in trifazni števec se na omrežje priključi skladno s sliko 2. Število sponk in oznake sponk morajo biti skladne s spodnjo sliko. Pri trifaznih števcih je zahtevana trifazna štiri vodna priključitev (3P4W). Pomožne sponke 2, 5 in 8 pri trifaznem števcu za ločitev tokovnih in napetostnih merilnih tokokrogov niso obvezne, če proizvajalec na drugačen način zagotovi ločitev tokovnih in napetostnih tokokrogov v števcu. Prav tako ni obvezna pomožna sponka 11 za priključitev pomožnih naprav (Npr.: napajalnika za RF oddajnik na I1, itd).



Slika 2: Priključitev enofaznega (levo) in trifaznega (desno) števca

2.5. Metoda registracije električne energije in moči pri trifaznih števcih

Pri trifaznih števcih je zahtevana aritmetična metoda registracije električne energije in moči. Pri aritmetični registraciji trifazni števec istočasno beleži izmerjene količine v registre prejete in oddane energije in moči v primeru, da je v eni izmed faz tudi oddaja energije in moči. Za lažje razumevanje načina registracije je podan spodnji primer:

Primer enofazno priključenega proizvodnega vira v fazi L_2 v instalacijo uporabnika sistema:

V fazi L_1 je odjem energije iz omrežja A_1+ ,

V fazi L_2 je priključen PV zato je v tej fazi oddaja viškov energije v omrežje A_2- ,

V fazi L_3 je odjem energije iz omrežja A_3+ .

Števec tako mora istočasno beležiti energijo v registre prejete in oddane energije.

- Odjem iz omrežja:
 - $A+$ (OBIS; 1.0.1.8.0) = $(A_1+)+(A_3+)$
- Oddaja v omrežje:
 - $A-$ (OBIS; 1.0.2.8.0) = A_2-

2.6. LCD zaslon

LED DOT Matrix ali LCD zaslon prvenstveno služi uporabnikom omrežja za lokalni prikaz izmerjenih veličin, zato mora zraven teh zahtev izpolnjevati tudi vse ostale zahteve Pravilnika o merilnih instrumentih in zahteve distribucijskega operaterja.

Zahtevan je LED DOT Matrix ali segmentni prikazovalnik na tekoče kristale v skladu z VDEW specifikacijo, z dovoljenimi odstopanji prikazov ostalih veličin in koristnih informacij, ki niso standardizirane:

- 7 segmentov,
- najmanj osem (8) števil za prikaz energij, minimalne višine 8 mm,
- najmanj pet (5) števil za prikaz OBIS identifikacijskih oznak (SIST EN 62056-6-1), minimalne višine 5 mm.

Omogočati mora prikaz vsaj naslednjih podatkov, informacij in simbolov:

- izmerjene vrednosti,
- merske enote,
- OBIS identifikacijskih oznak v skladu s SIST EN 62056-6-1,
- kazalčni diagram pretoka delovne in jalove moči,
- indikacijo prisotnosti vseh napetosti,
- indikacijo leve smeri vrtilnega polja pri trifaznih števcih,
- indikacijo o trenutno aktivnih tarifah,
- statusi števcu,
- alarmi (alarm baterije, alarmi nepooblaščenih posegov in vdorov),
- položaj stikalne naprave,
- za komunikacijske vmesnike na I₃ indikacija kvalitete signala (PLC, 2G/4G, RF, itd.), ali možnost prikaza podatkov o kvaliteti signala iz ustreznih registrov na LCD zaslonu v ročnem načinu prikazovanja podatkov.

Ker bodo števcu vgrajeni v obstoječe omarice s standardno globino je priporočljivo, da je zaslon podprt s funkcijo dodatne osvetlitve (backlight). To priporočilo postane obvezno za števcu dobavljene po letu 2027. Izvedena mora biti na način, da se osvetlitev LCD zaslona aktivira ob pritisku tipke za ročno pregledovanje podatkov na števcu ali na vratih priključno merilne omarice s pomočjo zunanje tipke, ki je namenjena za vklop stikalne naprave in se samodejno ugasne po 3 minutah od zadnjega pritiska tipke.

2.7. Shranjevanje podatkov v števcu

Podatki v števcu morajo biti shranjeni s časovno značko v lokalnem času GMT+1 (UTC+1). Števec mora omogočati nastavitve prestavitve letno zimskega časa (DST). Ura na zaslonu mora tako vedno prikazovati trenutno veljavni lokalni čas (v obdobju zimskega časa GMT+1 in obdobju poletnega časa GMT+2). Prehod med poletnim in nazaj na lokalni (zimski) čas ureja Uredba o določitvi obdobja poletnega časa. Prikaz podatkov na zaslonu (trenutno veljavna tarifa, tarifna pravila, itd.) mora biti skladen z veljavnim zimsko letnim časom.

2.8. Zaščita merilnih in ostalih podatkov v števcu

Osnovna varnost mora biti zagotovljena z uporabo DLMS/COSEM standardov in priporočil, ter z uporabo nivojskih gesel. Glede na zahteve evropskih priporočil je zahtevano, da števec podpira uporabo ustreznih kriptografskih metod za šifriranje in dešifriranje podatkov (uporaba varnostnih ključev) kot je opisano v DLMS/COSEM standardu (Green Book, Edition 7, Edition 8 in Edition 9). Prav tako je potrebno upoštevati vse na novo izdane standarde DLMS/COSEM, ki opredeljujejo področje zaščite in varnosti podatkov.

Za lokalni ali daljinski dostop do podatkov in nastavitev števca preko vmesnikov I_0 in I_3 , mora biti vključena zaščita preverjanja pravic dostopa, kar vključuje uporabo nivojskih gesel. Poskus nepooblaščenega dostopa do števca (vpis napačnega gesla) mora biti v števcu evidentiran.

Kibernetska varnost naprednih števcov mora temeljiti na:

- fizični varnosti,
- logični varnosti.

2.8.1. Fizična varnost

Fizična varnost mora biti izvedena s pomočjo senzorjev za zaznavanje odstranitve pokrova števca (v kolikor ni izvedba števca z nerazstavljivo zvezo med dnom in pokrovom števca) ali priključnice in posebnih zaščitnih vijakov, ki jih je možno plombirati oziroma blokirati, ter tako onemogočiti neopaženo odstranitev. S tema ukrepoma je onemogočen nekontroliran fizični in logični vdor v števec na mestu namestitve.

2.8.2. Logična varnost

DLMS / COSEM logična varnost se deli na:

varnost dostopa do podatkov: nadzorovan dostop do podatkov, ki jih hrani DLMS / COSEM strežnik v števcu,

varnost prenosa podatkov: omogočati mora, da pošiljatelj - napredni števec uporablja kodirne algoritme za šifriranje podatkov in s tem zagotavlja potrebno zaupnost in celovitost kot je to opredeljeno v DLMS zeleni knjigi in v splošni uredbi GDPR.

Za varno shranjevanje posebnih podatkov v števcu mora biti rezerviran prostor v pomnilniku, ki je šifriran. V pomnilnik varnega shranjevanja napredni števec shranjuje vse potrebne šifrirne, avtentikacijske in glavne ključe.

2.9. Zahteve glede uporabe pri foto napetostnih sistemih in povečani nelinearni porabi

Števci morajo ustrezati specifičnim pogojem uporabe, ki jih povzročajo sodobni foto napetostni sistemi in ostali nelinearni porabniki, ki obratujejo s slabim THD in slabim faznim faktorjem. Z naraščanjem uporabe energijsko varčnih izdelkov v gospodinjstvu, se poslabšujejo tako obratovalni kot komunikacijski pogoji, kar mora proizvajalec upoštevati pri zasnovi izdelka.

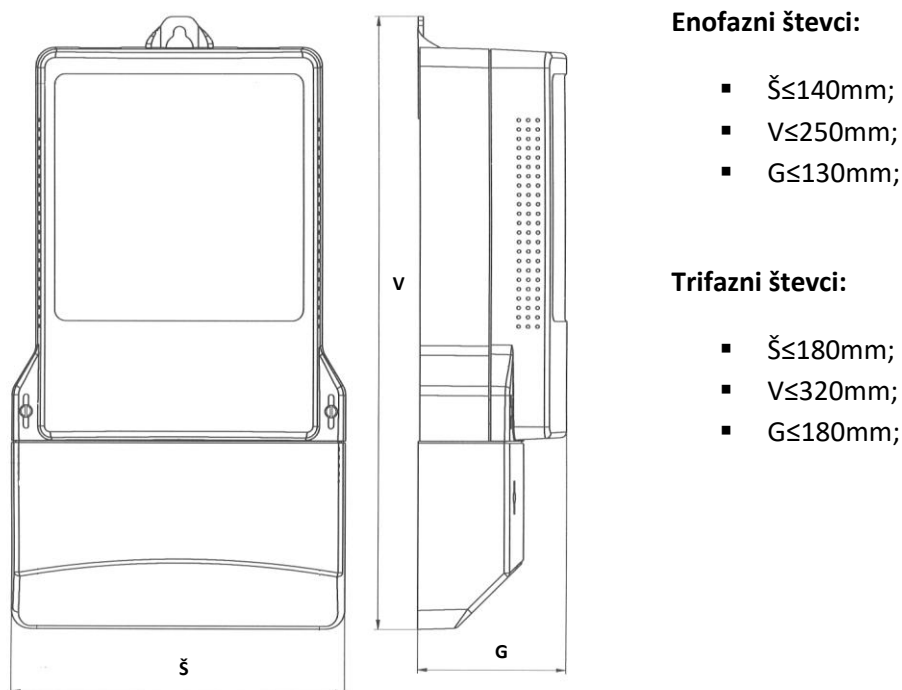
Števci morajo izpolnjevati zahteve standarda SIST EN 61000-4-19: Elektromagnetna združljivost (EMC) – 4-19. del: Preskušanje in merilne tehnike – Preskus odpornosti proti prevajanim motnjam skupne

zvrsti v frekvenčnem območju od 2 kHz do 150 kHz na izmeničnih napajalnih vseh (IEC 61000-4-19:2014) – C2 ali TP CLC/TR 50579.

Prav tako je obvezna uporaba vseh novo izdanih standardov in priporočil, ki glede na spremenjene razmere ustrezno urejajo to področje.

2.10. Maksimalne dimenzije števcov in priključitev

Enofazni in trifazni števcji ne smejo presegati dimenzij največjih trenutno še obratujočih klasičnih elektromehanskih števcov. Največje dovoljene mere in način ugotavljanja dejanskih dimenzij prikazuje Slika 3.



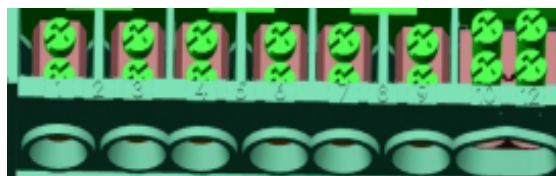
Slika 3: Maksimalne dovoljene mere enofaznih in trifaznih števcov

Položaj pritrdilnih točk mora biti v skladu z DIN 43857. Zaradi manjših dimenzij elektronskih števcov od klasičnih elektromehanskih za katere je omenjeni standard nastal in po katerih so bile izdelane priključno merilne omarice, je dovoljeno odstopanje od standarda v višini obešala (zgornja pritrdilna točka), ki je lahko po višini nastavljivo oziroma ustrezno prilagodljivo dejanski velikosti števca. Nastavljivo obešalo mora biti priloženo k števcu. Uporabljeni materiali za ohišje števca in pokrov priključnice mora zagotoviti zadostno varnost pred širjenjem požara in morajo biti preskušeni oziroma skladni s SIST EN 60695-2-11 (požarna odpornost ohišja). Mehanska trdnost ohišja mora biti v skladu s standardoma SIST EN 62052-11 in SIST EN 50470-1. Preskusna metoda upogibne napetosti za določanje temperature upogiba pod obremenitvijo polimernih materialov mora biti skladna s standardom SIST EN ISO 75-2. Ohišje in zaslon morata biti odporna na UV sevanje. Glavne priključne sponke priključnice morajo omogočati priključitev vodnikov s presekom od $2,5\text{ mm}^2$ do 25 mm^2 ali več. Pomožne priključne sponke za priključitev zunanje opreme in pomožnih naprav (Npr.: I/O releji, tipke, ostale vijačne sponke, itd) morajo omogočati priključitev vodnikov z minimalnim prerezom $1,5\text{ mm}^2$ in so lahko izvedene kot vijačne ali vzmetne sponke.

Priključni vijaki glavnih močnostnih priključnih sponk morajo imeti križno zarezo skladno z zahtevami standarda SIST ISO 4757 (PZ2+-). Vijačne povezave morajo biti v skladu s SIST EN 60999-1. Priključnica mora biti izvedena z univerzalnimi dvižnimi sponkami za hitrejšo montažo in lažjo priključitev vodnikov manjših presekov, ki vodnik objame ter stisne z zgornje in spodnje strani, ter tako zagotavlja optimalno potrebno kvaliteto spoja med priključenim vodnikom in merilnim delom števca (Slika 4). V primeru uporabe klasične vijačne priključnice s spojnimi pritrdilnimi vijaki mora biti tokovna sponka obvezno opremljena z dvema pritrdilnima vijakoma (Slika 5).



Slika 4: Priključnica z univerzalnimi dvižnimi sponkami



Slika 5: Priključnica s klasičnimi vijačnimi sponkami

Globina priključnega kontakta mora biti 18 mm ali več. Spojni del priključnice (vijaki in sponke) mora biti izdelan iz posebnega materiala odpornega na korozijo in ostale elektrokemične vplive (Npr.: posebna obdelana medenina, ponikljana medenina, ponikljano jeklo).

2.11. Rezervno napajanje števca

Za delovanje ure realnega časa (RTC) in nemoteno delovanje ostalih zahtevanih funkcionalnosti (detekcijo nepooblaščenih vstopov) v primeru izpada ali izklopa napetosti skrbi super kondenzator ustrezne kapacitivnosti, da ohrani pravilno delovanje ure vsaj 7 dni.

Le v primeru, če z uporabo super kondenzatorja ni mogoče doseči zahtevane avtonomije, je za izvedbo pomožnega napajanja dovoljena uporaba baterije. Življenjska doba baterije mora biti enaka življenjski dobi števca. Za baterije mora biti podprt nadzor nad preostalo kapaciteto energije (npr.: zapis v knjigo dogodkov, če pade kapaciteta baterije pod 20%).

2.12. Zahteve za stikalno napravo za omejevanje toka

Skladno z zahtevami 109. člena SONDSEE, mora biti števec opremljen s stikalno napravo za omejevanje toka.

Stikalna naprava za omejevanje toka mora delovati po zahtevah zapisanih v dokumentu »Navodilo za uporabo stikalne naprave v kombinaciji s števcem električne energije«, ki je objavljen na spletni strani ELES.

2.13. Zahteve glede pomožnih vhodov/izhodov (I/O)

Zahtevano minimalno število pomožnih vhodov / izhodov:

standardni relejni izhod, $I_n \geq 5 \text{ A}$, $U_n \geq 250 \text{ V}$,

posebni relejni izhod $I_n \geq 90 \text{ mA}$, kot impulzni izhod po SIST EN 62053-31,

brezpotencialni alarmni vhod.

Funkcije pomožnih vhodov/izhodov morajo biti programabilne. Na standardni relejni izhod mora biti vezan TOU. V tarifi T_2 (MT) je sklenjen kontakt, v tarifi T_1 (VT) pa razklenjen kontakt. Posebni relejni izhod mora delovati kot dajalnik impulzov za odjem delovne energije A+, impulzne konstante 2 Wh/imp (500 imp/kWh). Če števec omogoča več izhodov tega tipa, se na naslednji izhod programsko poveže še dajalnik impulzov za oddano delovno energijo A-.

Brezpotencialni alarmni vhod je namenjen za:

priključitev dodatne tipke za vklop stikalne naprave ali,
detekcijo odprtja vrat priključno merilne omarice,
listanje merilnih podatkov na LCD zaslonu v ročnem načinu prikazovanja.

Pri števcih, ki omogočajo dva alarmna vhoda, se prvega uporabi za priključitev dodatne tipke za vklop stikalne naprave in listanje merilnih podatkov na LCD zaslonu v ročnem načinu prikazovanja, drugega pa za detekcijo odprtja vrat priključno merilne omarice. Števci, ki omogočajo le en alarmni vhod, se le ta programsko nastavi za potrebe priključitve dodatne tipke. Distribucijski operater ga lahko naknadno programsko spremeni v vhod za detekcijo odprtja vrat priključno merilne omarice, če montaža dodatne tipke ni potrebna.

Odprtje vrat priključno merilne omarice proži alarmni dogodek podobno kot odprtje pokrova števca (v kolikor ni izvedba števca z nerazstavljivo zvezo med dnom in pokrovom števca), pokrova priključnice števca ali prisotnost škodljivega tujega magnetnega polja.

2.14. Tarifne zahteve (TOU)

Minimalne zahteve:

- Tarifiranje preko interne ure,
- Tarifni koledar se sinhronizira z notranjo uro (RTC),
- Meroslovni register T_0 in 6 tarifnih registrov za energijo (T_1 , T_2 , T_3 , T_4 , T_5 in T_6),
- 6 tarifnih registrov za moč (T_1 , T_2 , T_3 , T_4 , T_5 in T_6),
- 6 sezon za tarifne programe,
- 12 tedenskih tarifnih programov,
- 8 dnevni definicij preklonnega programa,
- 8 individualnih preklonov znotraj posameznega dnevnega programa,
- minimalna resolucija med prekloni je 1 minuta,
- 30 praznikov,
- podpora lunarnim praznikom po Gregorjanskem koledarju,
- uporaba pasivnega in aktivnega tarifnega koledarja,
- za preklapljanje služi ura realnega časa RTC (SIST EN 62052-21), zunanji vhodi morajo biti programsko blokirani,
- podprta možnost dinamičnega tarifiranja,
- uporaba slovenskega tarifnega pravilnika.

Števec in podatkovni zbiralnik mora v HES sporočiti povratno informacijo o uspešno izvedenem vpisu TOU. Na prikazovalniku mora biti omogočena indikacija za spremljanje vseh aktivnih tarif.

Za izmerjene količine električnih energij in moči po tarifah so rezervirani standardni OBIS objekti (SIST EN 62056-6-1). Števec mora omogočati merjenje električnih energij in moči v minimalno šestih (6) tarifnih registrih. Na LCD prikazovalniku mora biti omogočena indikacija za spremljanje vseh 6 aktivnih tarif (T_1 , T_2 , T_3 , T_4 , T_5 in T_6).

2.14.1. Vpisan tarifni program:

Tarifni pravilnik je sestavljen iz:

Tarifa T_1 (VT)

- vsak delavnik od ponedeljka do petka od 06:00 do 22:00 ure.

Tarifa T_2 (MT)

- vsak delavnik od ponedeljka do petka od 22:00 do 06:00 ure in
- sobota, nedelja ter dela prosti prazniki od 00:00 do 24:00 ure.

Dela prosti prazniki, ki ne sovpadajo na nedeljo

- dnevi na točno določen dan v letu,
- Velikonočni ponedeljek po Gregorijanskem koledarju.

Prazniki Republike Slovenije, ki so dela prosti dnevi so določeni v Zakonu o praznikih in dela prostih dnevih v Republiki Sloveniji (Ur. l. RS, št. 112/05 – uradno prečiščeno besedilo, 52/10, 40/12 – ZUJF in 19/15) in Zakon o spremembi Zakona o praznikih in dela prostih dnevih v Republiki Sloveniji (ZPDPD-D) (UR. l. RS, št. 83/16).

Praznik »Velikonočni ponedeljek« mora biti v števcu vpisan za najmanj 20 naslednjih koledarskih let od letnice proizvodnje, če števec ne podpira posebnega algoritma izračuna tega lunarnega praznika. Speči tarifni program je enak aktivnemu in se spremeni takoj, ko so znane morebitne spremembe tarifnih pravil v omrežninskem aktu.

2.14.2 Speči tarifni program

Števec mora zraven aktivnega tarifnega programa omogočati še vpis pasivnega (spečega) tarifnega programa, ki na določen vpisan datum zamenja aktivnega. Pravila spečega tarifnega programa s preklopi znotraj posameznih tarif se posebej določijo v postopkih nabave naprednih števcov.

2.15. Merjenje električnih veličin

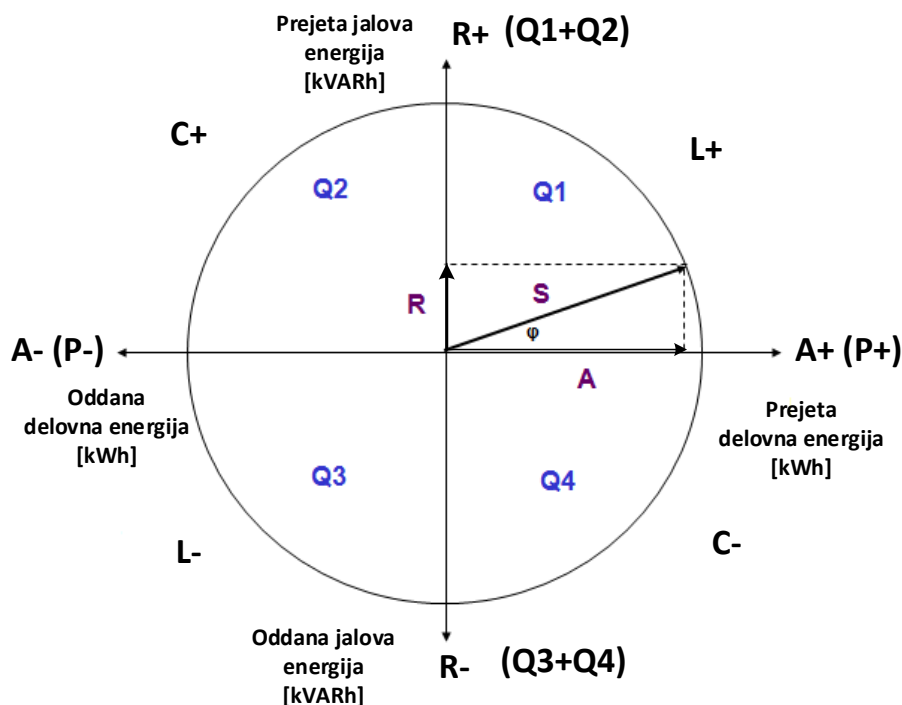
Minimalne zahteve glede merjenja električnih energij in moči:

- merjenje delovne energije v obeh smereh pretoka energije v vseh fazah skupaj ($A+=Q_1+Q_4$, $A-=Q_2+Q_3$);
- merjenje neto delovne energije v vseh fazah skupaj ($NET A = IA+I - IA-I = I NET I$);
- merjenje jalove energije v obeh smereh pretoka energije v vseh fazah skupaj ($R+=Q_1+Q_2$, $R-=Q_3+Q_4$);
- merjenje jalove energije v vseh štirih kvadrantih v vseh fazah skupaj (Q_1 , Q_2 , Q_3 in Q_4);
- merjenje navidezne energije v obeh smereh pretoka energije v vseh fazah skupaj ($S+=Q_1+Q_4$, $S-=Q_2+Q_3$);
- merjenje delovne moči v obeh smereh pretoka energije v vseh fazah skupaj ($P+=Q_1+Q_4$, $P-=Q_2+Q_3$);

- merjenje jalove moči v obeh smereh pretoka energije v vseh fazah skupaj ($Q_+ = Q_1 + Q_2$, $Q_- = Q_3 + Q_4$);
- merjenje navidezne moči v obeh smereh pretoka energije v vseh fazah skupaj ($S_+ = Q_1 + Q_4$, $S_- = Q_2 + Q_3$);
- merjenje trenutnih in povprečnih moči v vseh fazah skupaj.

Opomba: S črko Q so označeni kvadranti.

Merjenje neto delovne energije je obvezno, zaradi možnosti enostavnega prikaza podatkov o neto porabljeni energiji uporabniku sistema na LCD zaslonu, ki je vključen v sistem samooskrbe. Pri merjenju energij in moči je potrebno upoštevati pravila, ki so prikazana v kazalčnem diagramu, kot ga prikazuje Slika 6.



Slika 6: Pravila za pravilno merjenje delovne, jalove in navidezne energije ter moči

Minimalne zahteve glede merjenja električne napetosti, toka in frekvenca:

napetost po fazah

tok po fazah,

trenutna frekvenca,

fazni faktor ($\cos\varphi$; oziroma $\tan\varphi$).

Zraven merjenja trenutnih vrednosti mora števec omogočati meritve nekaterih parametrov kakovosti električne energije v časovni periodi, ki jo določa SIST EN 50160 (podnapetosti, nadnapetosti, kratkotrajni in dolgotrajni izpadi, itd.). Merilna perioda (MP) je 10 min. Števec električne energije ni uradno merilo za ugotavljanje dejanskih značilnosti napetosti v javnih razdelilnih omrežjih, ampak je zgolj indikator, za spremljanje nekaterih značilnosti, ki distribucijskemu operaterju omogočajo pravočasno ukrepanje.

2.15.1. Merjenje električne energije in moči

Števec mora omogočati merjenje različnih vrst in parametrov električne energije in moči. Za vse te zahteve, oziroma za vse v nadaljevanju zapisane OBIS objekte (SIST EN 62056- 6-1), mora programska oprema števca (SW) omogočati dodajanje in odvzemanje iz liste obračunskih profilov in liste obremenilnih diagramov (v nadaljevanju: LP). Dodajanje ali odvzemanje mora biti ustrezno zaščiteno z nivojskimi zaščitami.

Zraven totalnih registrov mora števec podpirati še minimalno 32 energijskih tarifnih registrov, ter minimalno 20 močnostnih tarifnih registrov.

2.15.2. Delovna energija v obeh smereh pretoka v vseh fazah skupaj

Tabela 3: Merjenje delovne energije v obeh smereh pretoka v vseh fazah skupaj

OBIS KODA	PREJETA DELOVNA ENERGIJA A+	OBIS KODA	ODDANA DELOVNA ENERGIJA A-
1-0:1.8.0	Prejeta delovna energija skupaj (kWh)	1-0:2.8.0	Oddana delovna energija skupaj (kWh)
1-0:1.8.T	Prejeta delovna energija v tarifi T (kWh)	1-0:2.8.T	Oddana delovna energija v tarifi T (kWh)

Tarife so označene s T; T=1,2, 3,...,6

2.15.3. Neto delovna energija v vseh fazah skupaj

Tabela 4: Merjenje neto delovne energije v vseh fazah skupaj

OBIS	NETO DELOVNA ENERGIJA INETAI
1-0:16.8.0	Neto delovna energija skupaj (kWh)
1-0:16.8.T	Neto delovna energija v tarifi T (kWh)

T=1,2, 3,...,6

Merjenje neto delovne energije je obvezna funkcija, saj zelo olajša uporabniku sistema, ki je vključen v sistem samooskrbe spremljanje neto porabljene energije ($NET A = IA+I - IA-I = I NET I$).

2.15.4. Jalova energija v obeh smereh pretoka v vseh fazah skupaj

Tabela 5: Merjenje jalove energije v obeh smereh pretoka v vseh fazah skupaj

OBIS KODA	PREJETA JALOVA ENERGIJA R+	OBIS KODA	ODDANA JALOVA ENERGIJA R-
1-0:3.8.0	Prejeta jalova energija skupaj (kvarh)	1-0:4.8.0	Oddana jalova energija skupaj (kvarh)
1-0:3.8.T	Prejeta jalova energija v tarifi T (kvarh)	1-0:4.8.T	Oddana jalova energija v tarifi T (kvarh)

T= 1,2,3.....6

2.15.5. Jalova energija po kvadrantih

Tabela 6: Merjenje jalove energije v prvem in drugem kvadrantu v vseh fazah skupaj

OBIS	JALOVA ENERGIJA V KVADRANTU
1-0:5.8.0	Jalova energija Skupaj Q ₁ (kvarh)
1-0:5.8.T	Jalova energija Q ₁ v tarifi T (kvarh)

T= 1,2,3.....6

OBIS	JALOVA ENERGIJA V KVADRANTU
1-0:6.8.0	Jalova energija Skupaj Q ₂ (kvarh)
1-0:6.8.T	Jalova energija Q ₂ v tarifi T (kvarh)

Tabela 7: Merjenje jalove energije v tretjem in četrtem kvadrantu v vseh fazah skupaj

OBIS	JALOVA ENERGIJA V KVADRANTU
1-0:7.8.0	Jalova energija Skupaj Q ₃ (kvarh)
1-0:7.8.T	Jalova energija Q ₃ v tarifi T (kvarh)

T= 1,2,3.....6

OBIS	JALOVA ENERGIJA V KVADRANTU
1-0:8.8.0	Jalova energija Skupaj Q ₄ (kvarh)
1-0:8.8.T	Jalova energija Q ₄ v tarifi T (kvarh)

2.15.6. Navidezna energija v obeh smereh pretoka v vseh fazah skupaj

Tabela 8: Merjenje navidezne energije v obeh smereh pretoka v vseh fazah skupaj

OBIS KODA	PREJETA NAVIDEZNA ENERGIJA
1-0:9.8.0	Prejeta navidezna energija skupaj
1-0:9.8.T	Prejeta navidezna energija v tarifi T

T= 1,2,3.....6

OBIS KODA	ODDANA NAVIDEZNA ENERGIJA S-
1-0:10.8.0	Oddana navidezna energija skupaj (kVAh)
1-0:10.8.T	Oddana navidezna energija v tar. T (kVAh)

2.15.7. Delovna moč v obeh smereh pretoka v vseh fazah skupaj

Tabela 9: Merjenje povpr. delovne moči v obeh smereh pretoka v vseh fazah skupaj

OBIS KODA	PREJEM DELOVNE MOČI P+
1-0:1.4.0	P+ Trenutna povprečna moč (kW)
1-0:1.6.0	P+ Največja povprečna moč (kW)
1-0:1.6.T	P+ Največja povprečna moč v tarifi T

T= 1,2,3.....6

OBIS KODA	ODDAJA DELOVNE MOČI P-
1-0:2.4.0	P- Trenutna povprečna moč (kW)
1-0:2.6.0	P- Največja povprečna moč (kW)
1-0:2.6.T	P- Največja povprečna moč v tarifi T (kW)

2.15.8. Jalova moč v obeh smereh pretoka v vseh fazah skupaj

Tabela 10: Merjenje povprečne jalove moči v obeh smereh pretoka v vseh fazah skupaj

OBIS KODA	PREJEM JALOVE MOČI Q+
1-0:3.4.0	Q+ Trenutna povprečna moč (kvar)
1-0:3.6.0	Q+ Največja povprečna moč (kvar)
1-0:3.6.T	Q+ Največja povprečna moč v tarifi T

T= 1,2,3.....6

OBIS KODA	ODDAJA JALOVE MOČI Q-
1-0:4.4.0	Q- Trenutna povprečna moč (kvar)
1-0:4.6.0	Q- Največja povprečna moč (kvar)
1-0:4.6.T	Q- Največja povprečna moč v tar. T (kvar)

2.15.9. Navidezna moč v obeh smereh pretoka v vseh fazah skupaj

Tabela 11: Merjenje povprečne navidezne moči v obeh smereh pretoka

OBIS	PREJEM NAVIDEZNE MOČI S+
1-0:9.4.0	S+ Trenutna povprečna moč (kVA)
1-0:9.6.0	S+ Največja povprečna moč (kVA)
1-0:9.6.T	S+ Največja povprečna moč v tarifi T (kVA)

T= 1,2,3.....6

OBIS	ODDAJA NAVIDEZNE MOČI S-
1-0:10.4.0	S- Trenutna povprečna moč (kVA)
1-0:10.6.0	S- Največja povprečna moč (kVA)
1-0:10.6.T	S- Največja povprečna moč v tarifi T

2.15.10. Trenutna moč v vseh fazah skupaj

Tabela 12: Merjenje trenutnih moči

OBIS	TRENTNE MOČI
1-0:1.7.0	P+ Trenutna delovna moč (W)
1-0:2.7.0	P- Trenutna delovna moč (W)
1-0:3.7.0	Q+ Trenutna jalova moč (var)
1-0:4.7.0	Q- Trenutna jalova moč (var)

2.15.11. Povprečna delovna moč v vseh fazah skupaj

Tabela 13: Merjenje povprečne delovne moči

OBIS	POVPREČNE MOČI
1-0:1.24.0	P+ Povprečna delovna moč (W)
1-0:16.24.0	NET P Povprečna delovna moč (W)

2.16. Merjenje toka in napetosti po fazah

Tabela 14: Merjenje toka in napetosti

OBIS KODA	TOK IN NAPETOST
1-0:90.7.0	Skupna trenutna vrednost toka (A)
1-0:31.7.0	Trenutna vrednost toka v fazi L ₁ (A)
1-0:32.7.0	Trenutna vrednost napetosti v fazi L ₁ (V)
1-0:32.24.0	Povprečna vrednost napetosti v fazi L ₁ (V)
1-0:51.7.0	Trenutna vrednost toka v fazi L ₂ (A)
1-0:52.7.0	Trenutna vrednost napetosti v fazi L ₂ (V)
1-0:52.24.0	Povprečna vrednost napetosti v fazi L ₂ (V)
1-0:71.7.0	Trenutna vrednost toka v fazi L ₃ (A)
1-0:72.7.0	Trenutna vrednost napetosti v fazi L ₃ (V)
1-0:72.24.0	Povprečna vrednost napetosti v fazi L ₃ (V)
1-0:32.32.0	Upadi napetosti L ₁ (V)
1-0:52.32.0	Upadi napetosti L ₂ (V)
1-0:72.32.0	Upadi napetosti L ₃ (V)
1-0:32.36.0	Nadnapetosti v fazi L ₁ (V)
1-0:52.36.0	Nadnapetosti v fazi L ₂ (V)
1-0:72.36.0	Nadnapetosti v fazi L ₃ (V)

2.17. Merjenje frekvence in faznega faktorja cosφ (faktor tgφ)

Tabela 15: Merjenje frekvence in faznega faktorja cosφ (faktor tgφ)

OBIS KODA	FREKVENCA IN FAZNI FAKTOR
1-0:14.xx.0	Trenutna frekvenca (Hz)
1-0:13.xx.0	Fazni faktor (pozitivni) skupaj
1-0:33.xx.0	Fazni faktor (pozitivni) L ₁
1-0:53.xx.0	Fazni faktor (pozitivni) L ₂
1-0:73.xx.0	Fazni faktor (pozitivni) L ₃

xx = OBIS kode se lahko razlikujejo med proizvajalci števec

2.18. Zahteve vezane na shranjevanje obračunskih podatkov

Števec mora omogočati vsaj dva obračunska profila za shranjevanje obračunskih podatkov in vsaj dva profila za shranjevanje obremenilnih diagramov.

2.18.1. Mesečni obračunski profil - BP1

Ne glede na zahteve o merjenju električne energije in moči v šestih (6) tarifah mora biti mesečni obračunski profil nastavljen skladno s tabelo 15. Distribucijski operater lahko ob vgradnji števca dodaja dodatne registre (ob prehodu na več tarifno merjenje, spremembi veljavne zakonodaje vezane na obračun obračunske moči). Kapaciteta pomnilnika za mesečni obračunski profil mora biti takšna, da so po sistemu FIFO vedno na voljo podatki vsaj za zadnjih 12 vpisov iz tabele 15.

Podatki, ki se obvezno shranjujejo v mesečni obračunski profil zadnji dan v mesecu ob 24:00 uri so razvidni v tabeli 15.

Tabela 16: Mesečni obračunski profil BP1

ZAP. ŠT.	OBIS KODA	OPIS REGISTRA
1	0-0:1.0.0	Ura (Čas/Datum)
2	1-0:1.8.0	Prejeta delovna energija skupaj (kWh)
3	1-0:1.8.1	Prejeta delovna energija v T ₁ (kWh)
4	1-0:1.8.2	Prejeta delovna energija v T ₂ (kWh)
5	1-0:2.8.0	Oddana delovna energija skupaj (kWh)
6	1-0:2.8.1	Oddana delovna energija v T ₁ (kWh)
7	1-0:2.8.2	Oddana delovna energija v T ₂ (kWh)
8	1-0:3.8.0	Prejeta jalova energija skupaj (kvarh)
9	1-0:4.8.0	Oddana jalova energija skupaj (kvarh)
10	1-0:1.6.0	P+ Največja povprečna moč (kW)
11	1-0:2.6.0	P- Največja povprečna moč (kW)

Obračunski registri moči se po vpisu resetirajo. Prejeta jalova energija lahko služi za kontrolne in obračunske namene, zato števec potrebuje dodatno odobritev tipa merila za jalovo energijo po nacionalnih predpisih, ki ga izvaja Urad Republike Slovenije za meroslovje.

2.18.2. Dnevni obračunski profil -BP2

Kapaciteta pomnilnika za dnevni obračunski profil mora biti takšna, da so po sistemu FIFO v števcu vedno na voljo podatki iz tabele 16 za vsaj 35 vpisov. Podatki, ki se morajo shranjevati v dnevni obračunski profil (vsak dan ob 24:00 uri) so razvidni v spodnji tabeli.

Tabela 17: Dnevni obračunski profil BP2

ZAP. ŠT.	OBIS KODA	OPIS REGISTRA
1	0-0:1.0.0	Ura (Čas/Datum)
2	0-0:96.x.x	MP ₂ Status register
3	1-0:1.8.0	Prejeta delovna energija skupaj (kWh)
4	1-0:1.8.1	Prejeta delovna energija v T ₁ (kWh)
5	1-0:1.8.2	Prejeta delovna energija v T ₂ (kWh)
6	1-0:2.8.0	Oddana delovna energija skupaj (kWh)

7	1-0:2.8.1	Oddana delovna energija v T ₁ (kWh)
8	1-0:2.8.2	Oddana delovna energija v T ₂ (kWh)
9	1-0:3.8.0	Prejeta jalova energija skupaj (kvarh)
10	1-0:4.8.0	Oddana jalova energija skupaj (kvarh)
11	1-0:1.6.0	P+ Največja povprečna prejeta moč (kW)
12	1-0:2.6.0	P- Največja povprečna oddana moč (kW)

Dnevni profil jalove energije služi za ugotavljanje izpolnjevanja predpisanih obratovalnih karakteristik razpršenih virov. Pri dnevnem obračunskem profilu (dnevni obremenilni diagram LP) se obračunski registri moči po vpisu ne resetirajo kot to velja za mesečni obračunski profil.

2.18.3. Obremenilni diagrami (LP)

Števec mora omogočati vsaj tri LP za shranjevanje različnih podatkov v različnih časovnih periodah. Energije se shranjujejo kot številna stanja ob zaključku merilne periode. Če v posamezni merilni periodi(MP) pride do izpada električne napetosti in nato do vzpostavitve še v isti periodi, se številna stanja shranijo normalno na koncu te periode. Prav tako se shranijo izračunane povprečne vrednosti napetosti. V primeru, da do ponovne vzpostavitve napetosti pride v eni od naslednjih period, se najprej zaključi zadnja MP v kateri je prišlo do izpada s številnimi stanji in povprečnimi vrednostmi napetosti.

2.18.3.1. Prvi obremenilni diagram -LP₁

Merilna perioda shranjevanja podatkov (MP₁) v prvem LP₁ mora biti programabilna od 1 do vsaj 60 minut. Omogočati mora vsaj naslednje nastavitve: 1, 5, 10, 15, 30 in 60 min.

Nastavljena mora biti na MP₁=15min. Kapaciteta pomnilnika za profil LP₁ mora biti takšna, da je po sistemu FIFO v števcu vedno na voljo podatkov iz tabele 17 za vsaj 6.000 zadnjih vpisov.

Tabela 18: Podatki, ki se shranjujejo v prvi LP₁

ZAP. ŠT.	OBIS KODA	OPIS REGISTRA
1	0-0:1.0.0	Ura (Čas/Datum)
2	0-0:96.10.1	LP ₁ Status register
3	1-0:1.8.0	Prejeta delovna energija Skupaj (kWh)
4	1-0:2.8.0	Oddana delovna energija Skupaj (kWh)
5	1-0:3.8.0	Prejeta jalova energija Skupaj (kvarh)
6	1-0:4.8.0	Oddana jalova energija Skupaj (kvarh)

V prvi LP₁ se shranjujejo podatki, ki so potrebni za obračun uporabe omrežij skladno z veljavnim tarifnim sistemom (podrobni četrt urni merilni podatki) in podatki o pretoku jalove energije, ki služijo za potrebe učinkovitega upravljanja nizkonapetostnega omrežja.

2.18.3.2. Drugi obremenilni diagram (drugi LP₂)

Merilna perioda shranjevanja podatkov (MP₂) v drugi obremenilni diagram (LP₂) mora biti programabilna od 1 do vsaj 60 minut. Omogočati mora vsaj naslednje nastavitve: 1, 5, 10, 15, 30 in 60 min. Nastavljena mora biti na MP₂=10min. V drugi obremenilni diagram se shranjujejo podatki za potrebe spremljanja kakovosti električne energije. Števci morajo omogočati snemanje napetostnih diagramov po fazah. Za snemanje podatkov zapisanih v tabeli 18, mora biti FIFO kapaciteta pomnilnika za vsaj 1.100 vpisov.

Tabela 19: Podatki, ki se shranjujejo v drugi LP₂

ZAP. ŠT.	OBIS KODA	OPIS REGISTRA
1	0-0:1.0.0	Ura (Čas/Datum)
2	0-0:96.x.x	LP ₂ Status register
3	1-0:32.xx.0	Povprečna vrednost napetosti v fazi L ₁ (V)
4	1-0:52.xx.0	Povprečna vrednost napetosti v fazi L ₂ (V)*
5	1-0:72.xx.0	Povprečna vrednost napetosti v fazi L ₃ (V)*

*- velja pri trifaznih števcih

xx – OBIS kode se lahko razlikujejo med proizvajalci števcov

2.18.3.3. Tretji obremenilni diagram (tretji LP₃)

Merilna perioda shranjevanja podatkov (MP₃) v tretji obremenilni diagram (LP₃) mora biti programabilna od 1 do 60 minut. Omogočati mora vsaj naslednje nastavitve: 1, 5, 10, 15, 30 in 60 min. Nastavljena mora biti na MP₃=1 min. V tretji obremenilni diagram se shranjujejo podatki za potrebe spremljanja obremenitev blizu realnega časa.

2.19. Podatki na čelni plošči števca in pokrovu priključnice

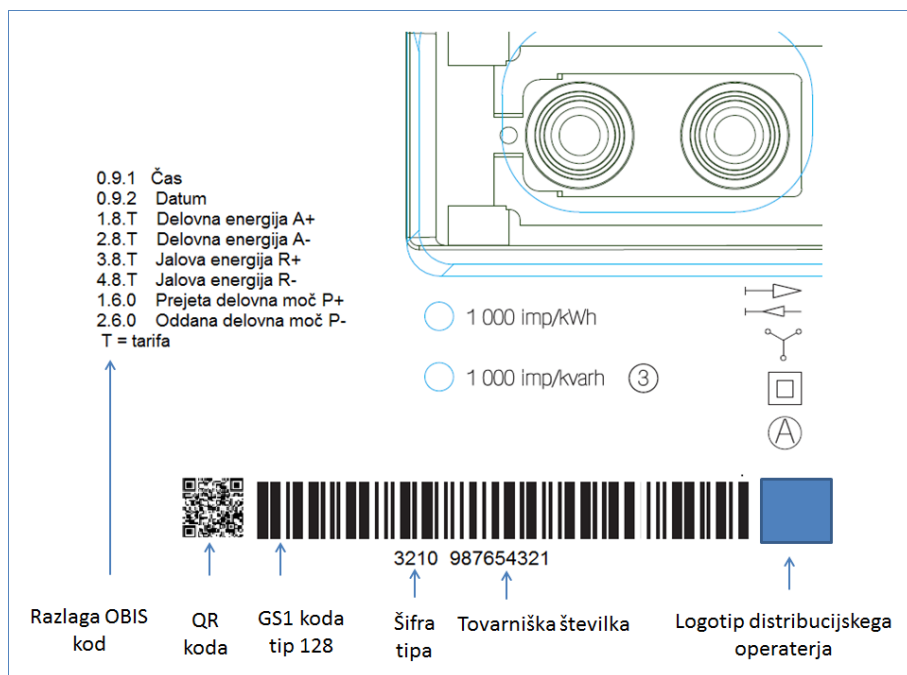
Zraven vseh zahtevanih podatkov glede meroslovnih in ostalih predpisov morajo biti na čelni plošči števca električne energije izpisani tudi dodatni podatki, ki jih zahteva distribucijski operater.

Na čelni plošči pod LCD prikazovalnikom mora biti rezerviran prostor za izpis razlage OBIS kod (SIST EN 62056-6-1) v avtomatskem načinu prikazovanja, ki služijo uporabniku sistema za lažje razumevanje prikazanih podatkov na LCD prikazovalniku. Podatki na čelni plošči števca morajo biti zapisani v slovenskem jeziku.

Vsebina zapisa je sledeča:

- 0.9.1 Čas
- 0.9.2 Datum
- 1.8.T Delovna energija A+
- 2.8.T Delovna energija A-
- 3.8.T Jalova energija R+
- 4.8.T Jalova energija R-
- 1.6.0 Prejeta delovna moč P+
- 2.6.0 Oddana delovna moč P-
- T = tarifa

Višina znakov mora biti prilagojena prostoru, vendar morajo biti vsaj tako veliki, da jih povprečni uporabnik sistema lahko razločno prebere z oddaljenosti 50 cm, oz minimalne višine 1,2 mm. Prav tako mora biti prostor za izpis dodatne črtne kode, ki jo vlagatelj/dobavitelj dobi od distribucijskega operaterja.



Slika 7: Primer čelne plošče z zahtevanimi podatki

Uporabniška črtna koda je skladna z GS1 (EAN) tip 128 (ISO/IEC 15417, ISO/IEC 15418), in je sestavljena iz šifre tipa (štirje znaki) in tovarniške številke števca (do 10 znakov). Polje tovarniške številke ni končno ampak je odvisno od dejanske dolžine zapisa tovarniške številke (brez vodečih ničel, če je številka krajša od 10 znakov).

Na testni vzorec proizvajalec za potrebe FAT izpiše testno črtno kodo:

Enofazni števec:

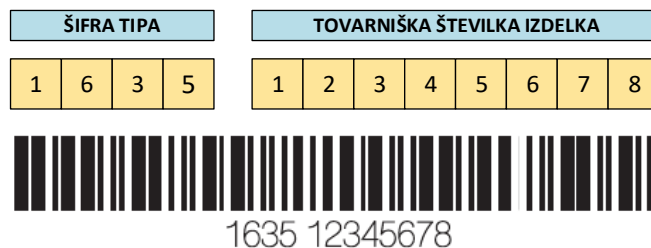
3210 (testna šifra tipa) + 987654321 (testna tovarniška številka) ali,

3210 (testna šifra tipa) + lastna numerična tovarniška številka testnega vzorca.

Trifazni števec:

- 4210 (testna šifra tipa) + 987654321 (testna tovarniška številka) ali,
- 4210 (testna šifra tipa) + lastna numerična tovarniška številka testnega vzorca.

Uradno šifro tipa MKN distribucijski operater podeli proizvajalcu (vlagatelju/dobavitelju) po uspešno opravljeni preveritvi na testnem poligonu (po uspešno opravljenem SAT testu).



Slika 8: Zgradba črtne kode GS1-128

Pod pokrovom priključnice mora biti v obstojni obliki narisana vezalna shema števca z vsemi priključnimi sponkami. Izjemoma se dopušča, da je vezalna shema lahko narisana tudi na čelni plošči

števca, če je za to dovolj prostora. Vezalna shema z vsemi oznakami priključnih sponk mora biti ustrezno berljiva.

Na čelni plošči morajo biti v slovenskem jeziku izpisani še naslednji podatki:

- oznaka, logotip in ime proizvajalca,
- tovarniška številka in leto izdelave,
- logotip distribucijskega operaterja,
- CE znak in dodatna meroslovna oznaka za skladnost merila z zahtevami Pravilnika o merilnih instrumentih (Uradni list RS, št. 19/16),
- registrska oznaka homologacije po MID, t.j. uradna oznaka in številka priglašene organa,
- uradna oznaka odobritve tipa merila za števec jalove energije skladno s Pravilnikom o načinih ugotavljanja skladnosti za posamezne vrste merilnih instrumentov ter o vrstah in načinih njihove označitve z oznakami skladnosti (Ur. list RS, št. 72/01, 53/07 in 79/13),
- temperaturno območje delovanja,
- referenčna napetost skladno z SIST EN 62052-11, SIST EN 50470-1,

meroslovno merilno območje toka po MID (SIST EN 50470-1), na primer 0,25-5(80)A,

informacije o točnosti števca za delovno in jalovo energijo,

vrednosti impulznih konstant,

oznaka zaščite pred posrednim dotikom, dvojna izolacija oziroma razred II skladno z SIST EN 62052-11,

2D črtno kodo tipa QR,

uporabljajo se standardizirani simboli po SIST EN 62053-52.

Zahtevana 2D (QR) oblika črtne kode je sestavljena iz šifre tipa, serijske številke števca, letnice izdelave, uradna oznaka MID za delovni števec, uradne oznake odobritve tipa merila za jalovo energijo, tokovno območje po MID certifikatu, napajalna napetost in celotni naziv tipa števca. Oblika zapisa črtne kode mora biti skladna s standardom IEC 18004. Vrsten red je naročnik določil v tem odstavku, pri čemer morajo biti posamezni podatki ločeni s podpičjem (;).

2.20. Prikaz podatkov na LED DOT Matrix ali LCD prikazovalniku števca

Splošne zahteve za prikazovalnik so določene v Tabeli 1 poglavja 2.2 Meroslovne in osnovne tehnične zahteve za števce brez merjenja moči in v poglavju 2.6 LCD zaslon. V tovarni mora biti števec konfiguriran tako, da se na zaslonu ciklično na 10 s izmenjujejo podatki zapisani v spodnji tabeli. LCD zaslon mora podpirati izpis vseh merskih enot, ki jih meri ali registrira (V, A, kWh, kvarh, kVAh, kW, kvar, kVA, m³). Vse ostale veličine lahko dodaja pooblaščen osebja distribucijskega operaterja.

Tabela 20: Podatki, ki se prikazujejo na LCD zaslonu v avtomatskem in ročnem načinu

OBIS KODA	OPIS PODATKA	LCD AVTOMATSKI NAČIN	LCD ROČNI NAČIN
0-0:97.97.0	Funkcijska napaka		1
0-0:96.1.0	Tovarniška številka števca		2
1-0:0.9.1	Lokalni čas	1	3
1-0:0.9.2	Datum	2	4
1-0:1.6.0	P+ Največja povprečna moč (kW)	9	5
1-0:2.6.0	P- Največja povprečna oddana moč (kW)	10	6
1-0:1.8.0	Prejeta delovna energija Skupaj (kWh)	3	7
1-0:1.8.1	Prejeta delovna energija v T ₁ (kWh)	4	8

1-0:1.8.2	Prejeta delovna energija v T ₂ (kWh)	5	9
1-0:2.8.0	Oddana delovna energija Skupaj (kWh)	6	10
1-0:2.8.1	Oddana delovna energija v T ₁ (kWh)	7	11
1-0:2.8.2	Oddana delovna energija v T ₂ (kWh)	8	12
1-0:3.8.0	Prejeta jalova energija Skupaj (kvarh)		13
1-0:3.8.1	Prejeta jalova energija v T ₁ (kvarh)		14
1-0:3.8.2	Prejeta jalova energija v T ₂ (kvarh)		15
1-0:4.8.0	Oddana jalova energija Skupaj (kvarh)		16
1-0:4.8.1	Oddana jalova energija v T ₁ (kvarh)		17
1-0:4.8.2	Oddana jalova energija v T ₂ (kvarh)		18
1-0:16.8.0	Neto delovna energija Skupaj (kWh)		19
1-0:16.8.1	Neto delovna energija v tarifi T ₁ (kWh)		20
1-0:16.8.2	Neto delovna energija v tarifi T ₂ (kWh)		21
1-0:32.7.0	Vrednost napetosti v fazi L ₁ (V)		22
1-0:52.7.0	Vrednost napetosti v fazi L ₂ (V)		23
1-0:72.7.0	Vrednost napetosti v fazi L ₃ (V)		24
1-0:31.7.0	Vrednost toka v fazi L ₁ (A)		25
1-0:51.7.0	Vrednost toka v fazi L ₂ (A)		26
1-0:71.7.0	Vrednost toka v fazi L ₃ (A)		27

S števkami je označen vrstni red prikazovanja podatkov na LCD zaslonu in pri listanju podatkov v ročnem načinu prikazovanja podatkov. Dodajanje in odvzemanje prikazovanih podatkov na LCD zaslonu v avtomatskem in ročnem načinu prikazovanja se izvaja lokalno ali daljinsko.

2.21. Pošiljanje podatkov na I₁ vmesnik

Števec mora podpirati pošiljanje telegramov preko I₁ vmesnika (enosmerni komunikacijski kanal) z osnovnimi podatki o porabi, ki služijo uporabniku sistema za izvajanje ukrepov učinkovite rabe energije in prožnosti. Izpolnjevati mora zahteve 185. člena Sistemskih obratovalnih navodil za distribucijski sistem električne energije.

I₁ vmesnik mora kot podaljšek biti dostopen na pokrovu priključnice števca ali pokrovu števca, dovoljena fizična izvedba je RJ12 ali RJ45 ženski konektor.

Katerikoli DLMS/COSEM objekt števca je lahko dodeljen na I₁ vmesnik. Pošiljanje podatkov mora biti izvedeno s pomočjo urnikov po PUSH principu. Glede na zahteve evropskih priporočil je zahtevano, da števec podpira uporabo ustreznih kriptografskih metod za šifriranje in dešifriranje podatkov (uporaba varnostnih ključev), kot je opisano v DLMS/COSEM standardu (Green Book, Edition 7 in novejših izdaj). Konfiguracija PUSH intervalov ter objektov, ki se pošiljajo na I₁ morajo biti nastavljivi preko vmesnika I0 in I3. Privzeta konfiguracija za testne vzorce je določena v tabeli 21 in 22.

Tabela 21: Podatki, ki se pošiljajo na I₁ vmesnik vsako sekundo

OBIS	OPIS PODATKA
0-0:42.0.0	COSEM ime naprave
0-0:96.1.2	ID3 ime naprave
1-0:1.7.0	P+ Trenutna skupna delovna moč prejema (W) (Q1+Q4)
1-0:2.7.0	P- Trenutna skupna delovna moč oddaje (W) (Q2+Q3)
1-0:3.7.0	Q+ Trenutna skupna jalova moč prejema (var) (Q1+Q2)

1-0:4.7.0	Q- Trenutna skupna jalova moč oddaje (var) (Q3+Q4)
1-0:32.7.0	Trenutna vrednost napetosti v fazi L ₁ (V)
1-0:52.7.0	Trenutna vrednost napetosti v fazi L ₂ (V)
1-0:72.7.0	Trenutna vrednost napetosti v fazi L ₃ (V)
1-0:31.7.0	Trenutna vrednost toka v fazi L ₁ (A)
1-0:51.7.0	Trenutna vrednost toka v fazi L ₂ (A)
1-0:71.7.0	Trenutna vrednost toka v fazi L ₃ (A)
1-0:21.7.0*	P+ Trenutna delovna moč prejema v fazi L1 (W)
1-0:41.7.0*	P+ Trenutna delovna moč prejema v fazi L2 (W)
1-0:61.7.0*	P+ Trenutna delovna moč prejema v fazi L3 (W)
1-0:22.7.0*	P- Trenutna delovna moč oddaje v fazi L1 (W)
1-0:42.7.0*	P- Trenutna delovna moč oddaje v fazi L2 (W)
1-0:62.7.0*	P- Trenutna delovna moč oddaje v fazi L3 (W)

Tabela 22: Podatki, ki se pošiljajo na I₁ kanal na 15 minut

OBIS	OPIS PODATKA
0-0:42.0.0	COSEM ime naprave
0-0:96.1.3	ID4 ime naprave
0-0:96.3.10	Stanje odklopnika (0-izklopljen; 1-vklopljen; 2-pripravljen za vklop)
0-0:96.14.0	Indikacija tarife (1-VT; 2-MT)
1-0:1.8.0	Kumulativna vrednost registra prejete delovne energije ET (kWh) (Q1+Q4)
1-0:1.8.1	Prejeta delovna energija v T1 (kWh) (Q1+Q4)
1-0:1.8.2	Prejeta delovna energija v T2 (kWh) (Q1+Q4)
1-0:2.8.0	Kumulativna vrednost registra oddane delovne energije ET (kWh) (Q2+Q3)
1-0:2.8.1	Oddana delovna energija v T2 (kWh) (Q2+Q3)
1-0:2.8.2	Oddana delovna energija v T2 (kWh) (Q2+Q3)
1-0:3.8.0	Kumulativna vrednost registra prejete jalove energije ET (kVArh) (Q1+Q4)
1-0:4.8.0	Kumulativna vrednost registra oddane jalove energije ET (kVArh) (Q2+Q3)

2.22. Zahteve glede zaznavanja nepooblaščenih vdorov in goljufij

Števec mora biti opremljen z ustreznimi stikali in tipali, ki zaznavajo spremembe pravilnega stanja števca.

Števci morajo biti opremljeni s:

- stikalom odprtja pokrova števca (v kolikor ni izvedba števca z nerazstavljivo zvezo med dnom in pokrovom števca),
- stikalom odprtja pokrova priključnice števca,
- tipalom škodljivega tujega magnetnega polja.

Stikalo ali tipalo v primeru spremembe logičnega stanja v števcu sproži dogodek, oziroma alarm, ki omogoča informacijo, da se je zgodil poizkus nepooblaščenega posega. Alarm je prožilec fizične kontrole merilnega mesta. Alarm mora biti zabeležen v knjigi dogodkov.

2.23. Zahteve glede nadgradnje programske opreme

Programska oprema števca (v nadaljevanju: SW) mora biti sestavljena iz dveh delov:

- metrološkega dela (nespremenljivega) in,
- aplikacijskega (spremenljivega uporabniškega) dela.

Nadgradnja programske opreme je dovoljena le za aplikacijski (uporabniški) del SW. Za potrebe nadgradnje programske opreme števca mora distribucijski operater imeti nameščen poseben SW, ki omogoča postopek nadgradnje. Nadgradnja se lahko izvede lokalno preko I₀ vmesnika ali oddaljeno iz Merilnega centra (MC) z uporabo (HES) preko komunikacijskega vmesnika I₃.

Upoštevati je potrebno smernice organizacije WELMEC, ki določajo priporočila za programsko opremo. Upoštevati je potrebno ločen meroslovno zavarovani del števca in uporabniški del števca z njegovimi komunikacijskimi vmesniki. Pri pripravi postopka nadgradnje SW je potrebno upoštevati zraven

priporočil WELMEC tudi standarde, ki nastanejo v okviru mandata M/441, še zlasti tiste glede funkcionalnih zahtev za nadgradnjo programske opreme (SW) in posebne določbe glede nalaganja in zamenjave programske opreme. Pri zasnovi števca je potrebno paziti, da se zagotovi, da vsak proces nadgradnje programske opreme ne vpliva na tiste dele števca, ki so pod nadzorom direktive MID. Postopek nadgradnje SW mora upoštevati stroga pravila glede korakov, ki so potrebni, da se zagotovi varna in pregledna nadgradnja.

Ostale zahteve:

- posodobitev uporabniške programske opreme števca (uporabniški SW) mora biti omogočena brez odprtja pokrova števca,
- izmerjeni podatki v števcu morajo biti varno shranjeni, da posodobitev programske opreme nanje ne more vplivati,
- vsaka nova različica programske opreme mora biti v števcu ustrezno evidentirana.

2.24. Zahteve glede dvosmerne komunikacije

Dvosmerna komunikacija je zahtevana med naslednjimi napravami:

- števec električne energije – MC; pri vseh P2P komunikacijah ,
- števec električne energije - podatkovni zbiralnik – MC; pri vseh PLC komunikacijah,

Dvosmerna komunikacija mora omogočati najmanj:

- daljinsko odčitavanje merilnih podatkov, alarmov in dogodkov,
- daljinsko upravljanje stikalne naprave za omejevanje toka in ostalih I/O stikal števca,
- daljinsko nastavljanje parametrov limitacije,
- spreminjanje tarifne sheme (TOU),
- posodobitev uporabniškega dela programske kode.

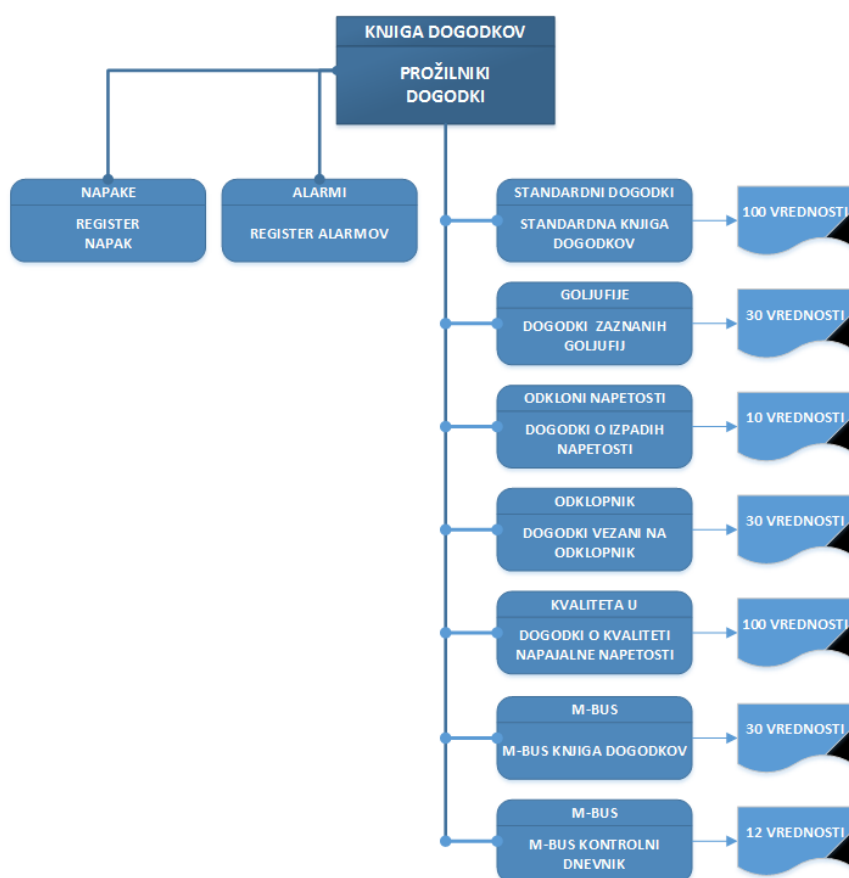
2.25. Beleženje dogodkov, alarmov in napak

Knjiga dogodkov je organizirana po posameznih področjih v dnevnikih dogodkov ali smiselno kako drugače, vendar morajo biti dogodki po vsebini in vrstnem redu skladni tem priporočilom.

Vsak dogodek mora biti enoumno evidentiran z identifikacijo kodo s katero je moč ugotoviti povzročitelja dogodka. Števec mora omogočati zapis več različnih dnevnikov dogodkov, kot je opisano v nadaljevanju. Vsi dnevniki dogodkov imajo osnovno strukturo čas nastanka dogodka in številko dogodka.

Tabela 23: Struktura knjige dogodkov in minimalne vrednosti kapacitet

KNJIGE DOGODKOV	LOGIČNO IME	KAPACITETA	OBJEKTI
Standardna knjiga dogodkov	0-0:99.98.0	100	0-0:1.0.0 0-0:96.11.0
Dogodki zaznanih goljufij	0-0:99.98.1	30	0-0:1.0.0 0-0:96.11.1
Dogodki o izpadih napetosti	1-0:99.97.0	10	0-0:1.0.0 0-0:96.7.19
Dogodki vezana na stik. nap. za om. toka	0-0:99.98.2	30	0-0:1.0.0 0-0:96.11.2
Dogodki o kvaliteti napajalne napetosti	0-0:99.98.4	100	0-0:1.0.0 0-0:96.11.4
M-Bus knjiga dogodkov	0-0:99.98.3	30	0-0:1.0.0 0-0:96.11.3
M-Bus kontrolni dnevnik (x= 1-4)	0-x:24.5.0	12	0-0:1.0.0 0-x:96.11.4



Slika 9: Shematski prikaz organizacije knjige dogodkov

2.25.1. Standardna knjiga dogodkov

Tabela 24: Vsebina standardne knjige dogodkov

ŠTEVILKA DOGODKA	IME DOGODKA	IME DOGODKA
1	Izpad napetosti	Izpad napetosti na števcu, kar ni nujno tudi za uporabnikov priključek oziroma omrežje
2	Ponovna vzpostavitev napetosti	Ponovna vzpostavitev napetosti na števcu, kar ni nujno tudi za vzpostavitev napetosti na notranjem priključku uporabnika sistema
3	DST omogočena ali onemogočena	Omogočen ali onemogočen prehod iz letnega v zimski čas in obratno
4	Nastavljena ura (stari datum/čas)	Obvestilo, da sta bila ura in datum spremenjena. Shranjen je bil stari datum in stara ura
5	Nastavljena ura (novi datum/čas)	Obvestilo, da sta bila ura in datum spremenjena. Shranjen je bil novi datum in nova ura
6	Napačna ura	Opozorilo, da je lahko ura napačna ker se je iztrošil vir rezervnega napajanja. To se zgodi ob ponovni priključitvi števca po daljši breznapetostni pavzi
7	Zamenjaj baterijo	Opozorilo, da je potrebno zamenjati iztrošeno baterijo (velja le za števec z baterijo)
8	Napetost baterije je nizka	Opozorilo, da je preostala kapaciteta baterije že nizka (velja le za števec z baterijo)
9	TOU aktivirana	Pasivni TOU je bil aktiviran
10	Pobrisan register napak	Označuje, da je bil register napak pobrisan
11	Pobrisan register alarmov	Označuje, da je bil register alarmov pobrisan
12	Napaka programskega spomina	Označuje fizično ali logično napako v programskem spominu
13	Napaka na RAM	Označuje fizično ali logično napako na RAM-u
14	Napaka na NV spominu	Označuje fizično napako na nenapetostnem spominu
15	Napaka »Watchdog«	Označuje reset Watchdog ali hardware reset mikrokontrolerja
16	Napaka na merilnem sistemu	Označuje fizično ali logično napako na merilnem sistemu
17	SW pripravljen za aktivacijo	Označuje, da je novi Firmware pripravljen za aktivacijo
18	SW aktiviran	Označuje, da je bil novi Firmware uspešno aktiviran
19	Pasivni TOU programiran	Pasivni TOU ali nov aktivacijski čas/datum sta programirana
20	Opozorilo na zunanjem vhodu	Zaznano je opozorilo preko alarmnega vhoda na števcu
47	Sprememba enega ali več parametrov	Števec je bil preprogramiran
48	Globalni ključ(i) spremenjen(i)	Eden ali več globalnih ključev je bilo spremenjenih
51	SW verifikacija ni uspela	Označuje, da verifikacija prenesenega novega Firmware ni uspela in da ne bo aktiviran
52	Nepričakovana poraba	Zaznana je poraba na eni izmed faz, ko je stikalna naprava izklopljena
53	Lokalni poskus komunikacije	Zaznan je nepooblaščen dostop do števca
88	Obrnjeno fazno zaporedje	Označuje napačno priključitev trifaznega števca.
89	Manjka nevtralni vodnik	Označuje da je povezava nevtralnega vodnika iz omrežja na števec prekinjena (velja le za trifazni števec)
Določi proizvajalec	Obračunski reset	Izveden je bil obračunski reset

2.25.2. Knjiga dogodkov zaznanih goljufij

Tabela 25: Vsebina knjige dogodkov zaznanih goljufij

ŠTEVILKA DOGODKA	IME DOGODKA	KRATEK OPIS DOGODKA
40	Odprtje pokrova priključnice	Odstranjen je bil pokrov priključnice na števcu
41	Zaprtje pokrova priključnice	Ponovno je bil nameščen pokrov priključnice na števcu
42	Prisotnost močnega tujega magnetnega polja	Zaznana je bila prisotnost močnega tujega magnetnega polja
43	Ni več prisotnosti močnega tujega magnetnega polja	Zaznana prisotnost močnega tujega magnetnega polja je odpravljena
44	Odstranjen pokrov števca (v kolikor ni izvedba števca z nerazstavljivo zvezo med dnom in pokrovom števca),	Odstranjen je bil pokrov števca
45	Ponovno nameščen pokrov števca	Ponovno je bil nameščen pokrov števca
46	Neuspešna avtentifikacija – neuspešna avtorizacija	Uporabnik je poskušal vzpostaviti povezavo z napačnim geslom (zazan vdor)
49	Opis neuspešne prijave – avtentifikacije(neuspešno overjanje)	Prijava s trenutno veljavnim ključem ni uspela ustvariti veljavnega APDU ali neuspešna avtorizacija
50	Ponovni vdor	Označuje ponovni vdor

2.25.3. Knjiga dogodkov o izpadih napetosti

Tabela 26: Vsebina knjige dogodkov o izpadih napetosti

ŠTEVILKA DOGODKA	IME DOGODKA	KRATEK OPIS DOGODKA
76	Podnapetost L_1	Prenizka napetost (podnapetost) v fazi L_1 glede na nastavljene mejne vrednosti
77	Podnapetost L_2	Prenizka napetost (podnapetost) v fazi L_2 glede na nastavljene mejne vrednosti
78	Podnapetost L_3	Prenizka napetost (podnapetost) v fazi L_3 glede na nastavljene mejne vrednosti
79	Nadnapetost L_1	Previsoka napetost (nadnapetost) v fazi L_1 glede na nastavljene mejne vrednosti
80	Nadnapetost L_2	Previsoka napetost (nadnapetost) v fazi L_2 glede na nastavljene mejne vrednosti
81	Nadnapetost L_3	Previsoka napetost (nadnapetost) v fazi L_3 glede na nastavljene mejne vrednosti
82	Manjka napetost L_1	Napetost v fazi L_1 je padla pod vrednost U_{min} za čas, ki je daljši od nastavljene časovne zadržitve
83	Manjka napetost L_2	Napetost v fazi L_2 je padla pod vrednost U_{min} za čas, ki je daljši od nastavljene časovne zadržitve
84	Manjka napetost L_3	Napetost v fazi L_3 je upadla pod vrednost U_{min} za čas, ki je daljši od nastavljene časovne zadržitve
85	Napetost znotraj meja v L_1	Napetost v fazi L_1 je zopet znotraj normalnih meja po zaznanem dogodku prenapetosti, podnapetosti ali izpadu
86	Napetost znotraj meja v L_2	Napetost v fazi L_2 je zopet znotraj normalnih meja po zaznanem dogodku prenapetosti, podnapetosti ali izpadu
87	Napetost znotraj meja v L_3	Napetost v fazi L_3 je zopet znotraj normalnih meja po zaznanem dogodku prenapetosti, podnapetosti ali izpadu
89	Manjka nevtralnega vodnika	Označuje da je povezava nevtralnega vodnika iz omrežja na števec prekinjena (velja le za trifazni števec).
90	Fazna nesimetrija	Označuje fazno nesimetrijo zaradi velikega neravnovesja priključenih bremen

2.25.4. Knjiga dogodkov vezana na stikalno napravo za omejevanje toka

Tabela 27: Vsebina knjige dogodkov vezanih na delovanje stikalne naprave za omejevanje toka

ŠTEVILKA DOGODKA	IME DOGODKA	KRATEK OPIS DOGODKA
------------------	-------------	---------------------

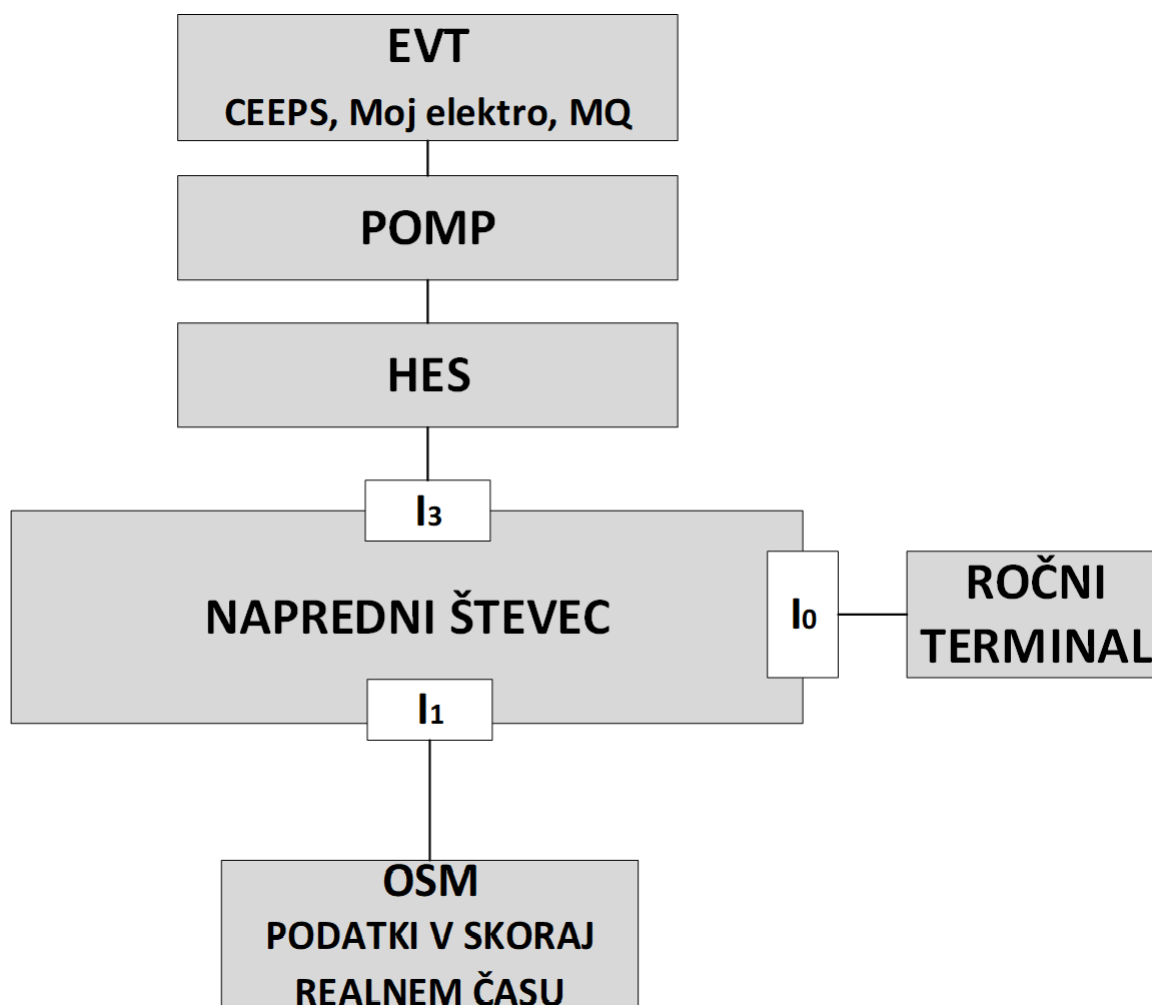
59	Omogočen ročni vklop stik. naprave	Stikalna naprava je pripravljena za ročni vklop
60	Ročni izklop	Izveden je bil ročni izklop stikalne naprave
61	Ročni vklop	Izveden je bil ročni vklop stikalne naprave
62	Daljinski izklop	Izveden je bil daljinski izklop stikalne naprave
63	Daljinski vklop	Izveden je bil daljinski vklop stikalne naprave
64	Lokalni izklop	Izveden je bil lokalni izklop stikalne naprave zaradi omejevalne funkcije ali drugih prožilcev
65	Presežen prag omejevalne funkcije	Presežen je bil prag nastavljenih mejnih vrednosti omejevalne funkcije
66	Merjena veličina omejevalne funkcije pod mejno vrednostjo	Merjena veličina omejevalne funkcije je padla pod mejno vrednost omejevalne funkcije
67	Spremenjena mejna vrednost omejevalne funkcije	Merjena vrednost omejevalne funkcije je bila spremenjena
68	Napaka pri izklopu/ vklopu	Označuje neuspešen vklop ali izklop
69	Lokalni vklop	Izveden je bil lokalni vklop stikalne naprave po delovanju omejevalne funkcije
70	Monitor za nadzor 1, prag presežen	Označuje, da je bil 1 prag nadzora presežen
71	Monitor za nadzor 1, prag ok	Označuje, da je vrednost merjene veličine padla pod mejno vrednost praga nadzora 1
72	Monitor za nadzor 2, prag presežen	Označuje, da je bil prag nadzora 2 presežen
73	Monitor za nadzor 2, prag ok	Označuje, da je vrednost merjene veličine padla pod mejno vrednost praga nadzora 2
74	Monitor za nadzor 3, prag presežen	Označuje, da je bil prag nadzora 3 presežen
75	Monitor za nadzor 3, prag ok	Označuje, da je vrednost merjene veličine padla pod mejno vrednost praga nadzora 3

2.25.5. Rezervirano za prihodnost

Tabela 28: Tabela rezerviranih števil za dogodke v prihodnosti

ŠTEVILKA DOGODKA	IME DOGODKA	KRATEK OPIS DOGODKA
21 do 39	Številka rezervirana za prihodnost	Distribucijski operater dogodek definira glede na potrebe
54 do 58	Številka rezervirana za prihodnost	Distribucijski operater dogodek definira glede na potrebe
95 do 99	Številka rezervirana za prihodnost	Distribucijski operater dogodek definira glede na potrebe
107 do 109	Številka rezervirana za prihodnost	Distribucijski operater dogodek definira glede na potrebe
117 do 119	Številka rezervirana za prihodnost	Distribucijski operater dogodek definira glede na potrebe
127 do 129	Številka rezervirana za prihodnost	Distribucijski operater dogodek definira glede na potrebe
137 do 159	Številka rezervirana za prihodnost	Distribucijski operater dogodek definira glede na potrebe
165 do 169	Številka rezervirana za prihodnost	Distribucijski operater dogodek definira glede na potrebe
175 do 179	Številka rezervirana za prihodnost	Distribucijski operater dogodek definira glede na potrebe
185 do 189	Številka rezervirana za prihodnost	Distribucijski operater dogodek definira glede na potrebe
195 do 199	Številka rezervirana za prihodnost	Distribucijski operater dogodek definira glede na potrebe

2.26. Komunikacijske zahteve



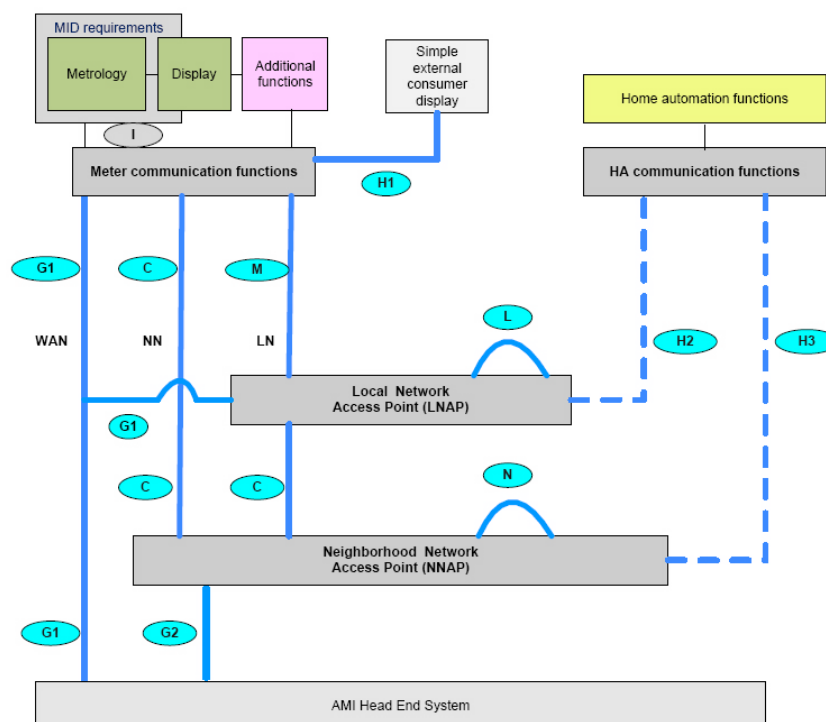
Slika 10: Shematski prikaz namena uporabe zahtevanih komunikacijskih vmesnikov v NMS

Vmesniki:

I_0 - lokalni servisni vmesnik,

I_1 - vmesnik namenjen uporabnikom sistema za lokalni dostop do podatkov in informacij (namenski prikazovalnik, SmartHome sistemi, ipd.),

I_3 - vmesnik med števcem in HES v merilnem centru.



Slika 11: Komunikacijska arhitektura po CEN/CLC/ETSI TR 50572:2014

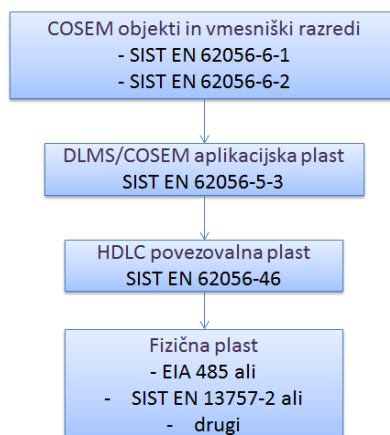
2.26.1. Vmesnik I_0 - lokalni servisni vmesnik

I_0 vmesnik je namenjen za lokalno branje in konfiguriranje števca. Tehnične zahteve za ta vmesnik so:

- serijski dvosmerni vmesnik,
- optični infrardeči (IR) vmesnik
 - optične in mehanske lastnosti ter protokol v skladu s SIST EN 62056-46,
 - fizična plast skladno s SIST EN 62056-42,
 - podatkovno-povezovalna plast skladno s SIST EN 62056-46,
 - aplikacijska plast skladno s SIST EN 62056-5-3,
 - podatkovni objekti skladno s SIST EN 62056-6-1,
 - Podatkovna hitrost od 2.400 b/s do 19.200 b/s ali višje, nastavljena na 19.200 b/s.

2.26.2. Uporabniški vmesnik I_1

I_1 vmesnik je vmesnik namenjen uporabnikom sistema za lokalni dostop do podatkov za potrebe prikaza podatkov na namenskem zaslonu, posredovanja merilnih podatkov drugim modulom, hišnim napravam in sistemom.



Slika 12: Struktura profila I1 vmesnika skladnega s SIST EN 62056-7-5

Tehnične zahteve za ta vmesnik so:

- enosmerni komunikacijski kanal namenjen izključno branju poslanih podatkov skladen s SIST EN 62056-7-5,
- HAN kanal (enosmerna komunikacija v smeri od števca k hišnim sistemom in napravam kot so: energetski hišni prikazovalniki (IHD), pametni hišni sistemi (SM) in sistemi upravljanja s porabo (HEMS),
- Najpomembnejši del OSI modela:
 - podatkovni objekti in vmesniški razredi COSEM v skladu z SIST EN 62056-6-1 in SIST EN 62056-6-2,
 - aplikacijska plast v skladu z SIST EN 62056-5-3,
 - podatkovno-povezovalna plast skladno z SIST EN 62056-46,
 - fizična plast skladno z EIA 485, SIST EN 13757-2, RJ12 ali drugi fizični vmesniki

hitrost ≥ 2400 b/s, osnovna nastavitev 2400 b/s (velja za fizični vmesnik Mbus), 115200 b/s (velja za ostale zmogljivejše vmesnike).

I₁ vmesnik mora omogočati napajanje priključenim OSM napravam skladno z zahtevami 185. člena Sistemskih obratovalnih navodil za distribucijski sistem električne energije.

Glavni cilj uvajanja naprednega merilnega sistema je uporabnikom sistema zagotavljati informacije in storitve, za učinkovito upravljanje svoje porabe. Uporabnik sistema ali v njegovem imenu ponudnik energetskih storitev mora imeti možnost na standardizirani vmesnik I1 priključiti dodatno OSM napravo kot dostopno točko, ki omogoča povezavo števca na uporabnikovo brezžično lokalno omrežje (LAN) ali druge sisteme za potrebe sprotnega zagotavljanja informacij.

2.26.3. Vmesnik I₃

I₃ komunikacijski vmesnik med števcem in distribucijskim operaterjem (WAN) je namenjen za dvosmerno komunikacijo s HES v MC.

Fizična izvedba komunikacijskega vmesnika:

- v obliki izmenljivega modula, ki omogoča enostavno zamenjavo,
- v obliki integriranega modula.

Komunikacijski vmesniki (modemi) morajo izpolnjevati vsaj zahteve standardov, predpisov in zahtev, navedenih v tem dokumentu. V primeru modularne izvedbe (izmenljivi modul, ki se vstavi v pripravljeno režo števec) veljajo enake zahteve o minimalni življenjski dobi in o temperaturnem območju delovanja kot za števec. Na izmenljivem komunikacijskem modulu (podobno kot pri števcu na čelni plošči) morajo biti v slovenskem jeziku izpisani vsaj naslednji podatki:

- naziv ali blagovna znamka proizvajalca,
- oznaka CE,
- tip modema,
- logotip distribucijskega operaterja,
- tovarniška številka in leto izdelave (podatek mora biti shranjen tudi v napravi),
- črtna koda GS1 tip 128, ki je sestavljena iz šifre tipa in tovarniške številke (kot pri števcu),
- 2D (QR) oblika črtne kode, ki je sestavljena iz šifre tipa, serijske številke modula, letnice izdelave in celotni naziv tipa modula. Oblika zapisa črtne kode mora biti skladna s standardom IEC 18004. Vrstni red je določen v zgornjem stavku, pri čemer morajo biti posamezni podatki med sabo ločeni s podpičjem (;).

Komunikacijski vmesnik mora glede EMC ustrezati zahtevam naslednjih standardov:

- elektrostatične razelektritve v skladu z SIST 61000-4-2,
- elektromagnetnega sevanja v skladu z SIST 61000-4-3,
- hitrih prehodnih pojavov po standardu SIST 61000-4-4,
- prenapetosti v skladu z EN 61000-4-5,
- odpornost na radio-frekvenčne motnje v skladu z SIST EN 61000-4-6,
- odpornosti proti upadom napetosti, kratkotrajnim prekinitvam in napetostnemu kolebanju v skladu s standardom SIST EN 61000-4-11.

Pri trifaznih števcih mora biti komunikacijski vmesnik – modem napajan iz vseh treh faz. To pomeni, da v primeru izpada ene ali dveh faz modem ne izgubi napajanja. Narrow-band OFDM G3-PLC modem mora glede EMC ustrezati zahtevam glede dopustnih emisij naslednjim standardom:

- dovoljeni oddajni nivoji po SIST EN 50065-1 (za CENELEC A),
- zahteve glede elektromagnetnega sevanja (CISPR 32:2012) po SIST EN 55032.

Poraba:

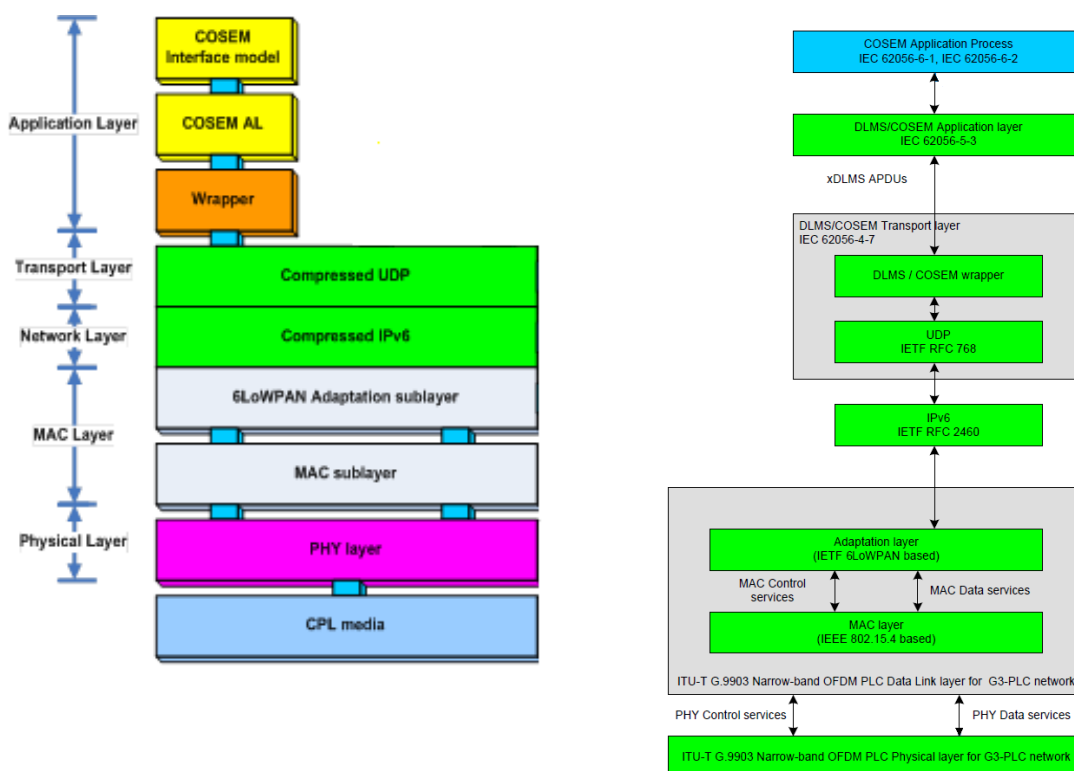
- v stanju pripravljenosti: do 0,5 VA,
- v času komunikacije: do 10 VA.

2.26.3.1. Narrow-band PLC G3 OFDM modem

Tehnične zahteve za ta vmesnik so:

- dvosmerna komunikacija,
 - integriran ali modularen G3-PLC certificiran modem združenja G3-PLC Alliance:
 - fizikalne lastnosti ITU-T G.9903, SIST EN62056-8-5,
 - certifikat G3-PLC združenja G3 Alliance.
 - frekvenčno področje:
 - CENELEC A frekvenčni pas 3 kHz – 95 kHz (SIST EN 50065-1 in SIST EN 50065-2-3), frekvenčno območje 36 kHz do 91 kHz,

- FCC frekvenčni pas 9 kHz do 490 kHz, frekvenčno območje 154,6875 – 487,5 kHz
- fizikalne lastnosti ITU-T G.9903 (2017-08-13), SIST EN62056-8-5;
- MAC IEEE 802.15.4,
- 6LoWPAN,
 - spektralna gostota moči (PSD) po standardu ITU G.9901,
 - 36 podnosilcev za CENELEC A,
 - 72 podnosilcev za G3-500 frekvenčni pas,
 - diferencialna modulacija/demodulacija: D8PSK, DQPSK, DBPSK in ROBO,
 - DLMS COSEM in OBIS (SIST EN 62056-5-3, SIST EN 62056-6-1, SIST EN 62056-6-2, IEC 62056-4-7, SIST EN 62056-9-7).



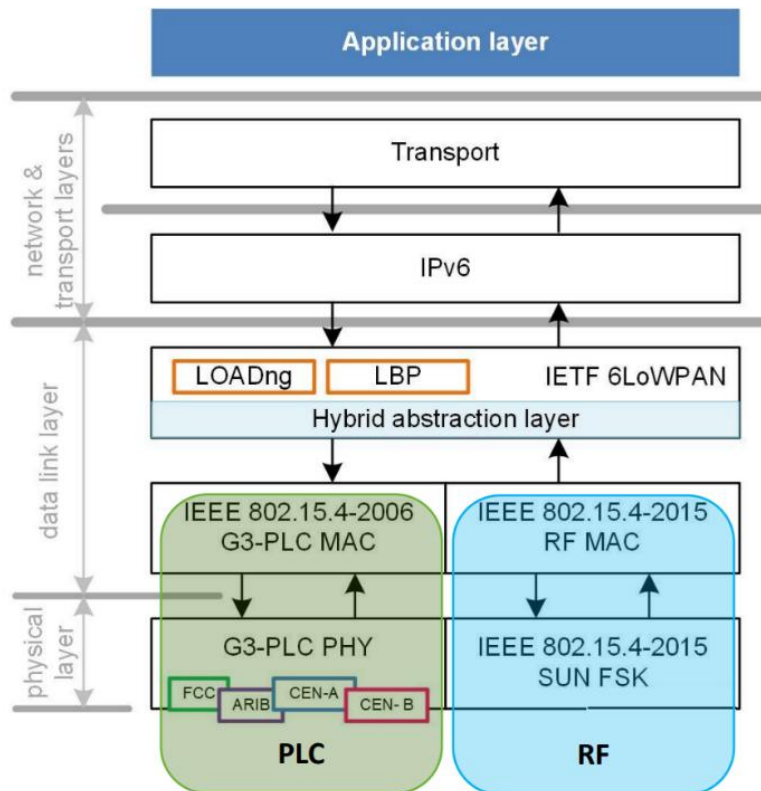
Slika 13: OSI zgradba NB OFDM PLC profila G3

2.26.3.2. G3-PLC Hibridni modem

Tehnične zahteve za ta vmesnik so:

- dvosmerna komunikacija,
- integriran ali modularen RF Hybrid G3-PLC certificiran modem združenja G3-PLC Alliance za CENELEC A in FCC,
- zraven G3-PLC zahtev zapisanih v podpoglavju 2.26.4.1 podpora hibridnemu protokolu skladnemu z odprti standardi IEEE 802.15.4; 2015,

- RF nastavljiva frekvenčna področja (863 – 870; 870 – 876; 915 – 921 MHz) obvezno vsaj področje 863 – 870 MHz ,
 - G3-PLC (CENELEC A+FCC) + RF 863 – 870 MHz (obvezna podpora)
 - G3-PLC (CENELEC A+FCC) + RF 870 – 876 MHz (zaželena podpora)
 - G3-PLC (CENELEC A+FCC) + RF 915 – 921 MHz (zaželena podpora)



Slika 14: OSI diagram G3 Hybrid komunikacije

Vsaka naprava v tako mešanem omrežju lahko uporablja PLC in RF kanal. Odvisno od dejanskih pogojev na mestu vgradnje naprednega števec se podatki med dvema napravama prenašajo po najboljšem razpoložljivem kanalu. Izbira kanala za vsako povezavo v omrežju se mora izvajati samodejno in se mora dinamično prilagajati razmeram.

2.26.3.3. 4G (LTE CAT1) modem

Tehnične zahteve za ta komunikacijski vmesnik so:

- dvosmerna komunikacija;
 - podpora 4G (LTE) mobilnemu omrežju,
 - podpora 2G (GPRS) mobilnemu omrežju,
- LTE CAT1 modem po 3GPP s podporo 2G omrežju,
- UDP, TCP/IP, IPv4/IPv6,

- VPN klient, ki omogoča vključitev v APN omrežje mobilnih operaterjev.
- Podpora PUSH načinu pošiljanja podatkov

Ostale zahteve za modem :

- LTE podpora za frekvence vsaj 700, 800, 1800/2600 MHz (Frekvenčni pasovi: 28, 20, 3, 8 ali 7),
- 2G podpora za frekvence 900 in 1800 MHz,
- eSIM podpora ali ležišče za izmenljivo SIM kartico standardne velikosti,
- podpora APN, uporabniško ime, geslo – možnost vnosa do 19 znakov,
- watchdog,
- podpora izvajanja avtomatskega ponovnega zagona,
- podpora kreiranju različnih časovnih oken delovanja in načinov delovanja,
- možnost posodobitve programske opreme (SW) na daljavo ali lokalno preko optičnega vmesnika na števcu,
- konektor SMA Female za priključitev zunanje antene.

Če komunikacijski vmesnik nima tudi notranje antene, je potrebno k vsakemu števcu priložiti zunanjo anteno s priključnim kablom dolžine 1 do največ 1,5 m.

2.26.3.4. 4G (LTE CAT M1) modem

Tehnične zahteve za to komunikacijski modem so:

- dvosmerna komunikacija;
 - podpora 4G (LTE) mobilnemu omrežju,
 - podpora 2G (GPRS) mobilnemu omrežju,
- LTE CAT M1 modem po 3GPP Release 13, s podporo 2G omrežju,
- UDP, TCP/IP, IPv4/IPv6,
- VPN klient, ki omogoča vključitev v APN omrežje mobilnih operaterjev.
- Podpora PUSH načinu pošiljanja podatkov

Ostale zahteve za modem :

- LTE podpora za frekvence vsaj 700, 800, 1800/2600 MHz (Frekvenčni pasovi: 28, 20, 3, 8 ali 7),
- 2G podpora za frekvence 900 in 1800 MHz,
- eSIM podpora ali ležišče za izmenljivo SIM kartico standardne velikosti,
- podpora APN, uporabniško ime, geslo – možnost vnosa do 19 znakov,
- watchdog,
- podpora izvajanja avtomatskega ponovnega zagona,
- podpora kreiranju različnih časovnih oken delovanja in načinov delovanja,
- možnost posodobitve programske opreme (SW) na daljavo ali lokalno preko optičnega vmesnika na števcu,
- konektor SMA Female za priključitev zunanje antene.

Če komunikacijski vmesnik nima tudi notranje antene, je potrebno k vsakemu števcu priložiti zunanjo anteno s priključnim kablom dolžine 1 do največ 1,5 m.

2.27. Programsko orodje za parametriranje in konfiguriranje števcov električne energije

Programska oprema mora omogočati parametriranje in branje števca prek lokalnega I₀ vmesnika in vmesnika I₃. Programski paket je lahko v slovenskem ali angleškem jeziku. Omogočati mora nastavitve naslednjih parametrov:

- nastavitve osnovnih parametrov števca,
- načinov delovanja števca,
- nastavitve pravic dostopa,
- listanje in brisanje sporočil,
- nastavitve časa in datuma,
- zamenjavo tarifnih pravil,
- prikazovanja podatkov na LCD zaslonu,
- pošiljanja podatkov na I1 vmesnik, nastavitve funkcij I/O relejev, itd. ,
- zamenjavo uporabniškega dela programske opreme (SW),
- vklop in izklop stikalne naprave za omejevanje toka ter nastavitve parametrov omejevalne funkcije,
- branje in shranjevanje parametriranih datotek,
- branje in shranjevanje merilnih in ostalih podatkov (registre, profile, dogodke, alarme...),
- grafični prikaz kazalčnega diagrama napetosti in tokov za hitro odkrivanje napak pri namestitvi,
- prikaz profilov obremenitve v tabelarični in grafični obliki.

Licenčno programsko opremo z licenčno pogodbo mora dobavitelj/ponudnik brezplačno predati distribucijskemu operaterju ob oddaji vloge za preveritev skladnosti MKN s temi tehničnimi zahtevami. Omogočeno mora biti brezplačno usposabljanje uporabe programske opreme za pooblaščenca izvajalce distribucijskega operaterja in zagotoviti najmanj 5 licenc za distribucijskega operaterja (končno število se določi ob dobavi opreme) z neomejenim časom veljavnosti.

3. MINIMALNE ZAHTEVE ZA PODATKOVNE ZBIRALNIKE Z G3 OFDM KOMUNIKACIJSKIM VMESNIKOM

Arhitektura naprednega merilnega sistema mora biti skladna s tehničnim poročilom PD CEN/CLC/ETSI TR 50572; Functional reference architecture for communications in smart metering systems in SIST EN 61968-9: Združevanje aplikacij v elektropodjetjih - Sistemski vmesniki za upravljanje distribucije - 9. del: Vmesniki za odbiranje stanja električnih števec in krmiljenje (IEC 61968-9:2013). Podatkovni zbiralniki podatkov so potrebni le v primeru uporabe števec s PLC komunikacijskim vmesnikom. Pri ostalih izvedbah I3 vmesnika na števcu ni predvidena uporaba vmesnih podatkovnih zbiralnikov.

Podatkovni zbiralniki skupaj s števci s PLC komunikacijskim vmesnikom predstavljajo funkcionalno referenčno arhitekturo, ki bazira na uveljavljenih standardih, ki so pomembni za izpolnjevanje tehničnih zahtev in z uporabo razvitih podatkovnih komunikacij v okviru mandata M/441 omogočajo uporabnikom sistema aktivno udeležbo na energetske trgi.

Proizvajalec mora z izjavo zagotoviti, da števci električne energije, podatkovni zbiralniki in komunikacijski moduli ne vsebujejo svinca, živega srebra, kadmija, šestvalentnega kroma, polibromiranih bifenilov (PBB) ali polibromiranih difeniletrov (PBDE).

3.1. Certificiranje

Podatkovni zbiralniki morajo biti certificirani po:

G3 alliance certifikat za G3 komunikacijski vmesnik,

pravilniku o radijski opremi (Uradni list RS, št. 3/16 in 9/20) oz. Direktivi 2014/53/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 16. aprila 2014 o harmonizaciji zakonodaj držav članic v zvezi z dostopnostjo radijske opreme na trgu in razveljavitvi Direktive 1999/5/ES Besedilo velja za EGP (velja za radijsko 2G, 4G opremo) in

zagotavljanju varnosti proizvoda in njegove uporabe – znak CE.

S CE oznako na izdelku proizvajalec zagotavlja, da je bil izdelek razvit (konstruiran) in proizveden ter zagotavlja varno uporabo v skladu z vsemi zahtevami predpisov EU, ki se nanj nanašajo in zagotavlja varno uporabo.

3.2. Osnovne tehnične zahteve

Tabela 29: Tehnične zahteve za podatkovni zbiralnik

ŠT. ZAHTEVE	OPIS ZAHTEVE	MINIMALNE VREDNOSTI
1	Priključitev podatkovnega zbiralnika	Trifazna štiri vodna (3P4W)
2	Referenčna napetost	Za standardno napetost omrežja - 230/400 V, 50 Hz (SIST EN 60038)
3	Maksimalna napetost	264 V
4	Minimalna napetost	184 V

5	Frekvenca	50 Hz, $\pm 2\%$
6	Poraba ob aktivnih komunikacijah PLC in 2G in/ali 4G	≤ 10 W, 40 VA
7	Temperaturno območje delovanja	$\geq -25^{\circ}\text{C}$ do $+60^{\circ}\text{C}$
8	Zaščita pred vdorom vode in prahu	$\geq \text{IP } 51$ (SIST EN 60529)
9	Zaščita pred posrednim dotikom	Razred II (SIST EN 62052-11)
10	Vrsta priključnice – Energetski kontakti	Klasična vijačna priključnica za energetske kontakte za vodnike od 0,75 do 4 mm ²
11	Priključki za komunikacijske vmesnike: – Ethernet – RS485	RJ45 RJ11 ali vijačne sponke,
12	Radijski modem 2G/4G	Modem 2G/4G <ul style="list-style-type: none"> ▪ GPRS modem, UDP, TCP/IP protokol, IPv4; ▪ LTE modem, UDP, TCP/IP protokol, IPv4/IPv6; ▪ VPN klient, ki omogoča vključitev v APN omrežje mobilnih operaterjev. Zahteve za GPRS in LTE modem : <ul style="list-style-type: none"> ▪ GPRS podpora za frekvence 900 in 1800 MHz; ▪ LTE podpora za frekvence 700, 800, 900, 1800 MHz; ▪ ležišče za izmenljivo SIM kartico standardne velikosti; ▪ podpora APN, uporabniško ime, geslo; ▪ Watchdog; ▪ podpora izvajanja avtomatskega ponovnega zagona; ▪ podpora kreiranju različnih časovnih oken delovanja in načinov delovanja; ▪ možnost posodobitve programske opreme (SW) na daljavo ali lokalno preko Ethernet priključka; ▪ SMA priključek za priključitev zunanje večkanalne antene; ▪ priložena večkanalna antena za zunanjo montažo (LTE področje; B28, B3, B7, B8 in B20). Če komunikacijski vmesnik nima tudi notranje antene, je potrebno k vsakemu podatkovnem

		zbiralniku priložiti zunanjo anteno s priključnim kablom dolžine minimalno 2 m.
13	PLC vmesnik (OFDM G3 ali G3-PLC hibridni modem)	<p>G3 alliance certificiran modem</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ frekvenčni pas CENELEC A band (3 kHz – 95 kHz) in FCC (9kHz – 490 kHz); ▪ frekvenčno območje 36 kHz do 91 kHz (CENELEC A), 154,69 kHz do 487.5 kHz (FCC); ▪ integriran ali modularen G3 alliance modem, fizikalne lastnosti ITU-T G.9903 <p>OFDM PLC profil za G3-PLC omrežja skladno s SIST EN 62056-8-5:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ aplikacijska plast: SIST EN 62056-5-3; ▪ prenosna plast; SIST EN 62056-4-7, UDP (IETF RFC 768); ▪ omrežna plast: IPv6 (IETF RFC 2460); ▪ prilagoditvena plast: IETF 6LoWPAN; ▪ MAC plast: IEEE 802.15.4; ▪ maksimalna hitrost za frekvenčno območje CENELEC A pri modulaciji D8PSK 46,044 kb/s; ▪ maksimalna hitrost za frekvenčno območje FCC pri modulaciji D8PSK 234.321 kb/s; ▪ spektralna gostota moči (PSD) po standardu ITU G.9901; ▪ 36 podnosilcev za CENELEC A; 72 podnosilcev za FCC frekvenčni pas; ▪ diferencialna modulacija/demodulacija: D8PSK, DQPSK, DBPSK in ROBO; ▪ DLMS COSEM in OBIS (SIST EN 62056-5-3, SIST EN 62056-6-1, SIST EN 62056-6-2, , SIST EN 62056-4-7 in SIST EN 62056-9-7). <p>Za G3-PLC Hibridni modem:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ integriran ali modularen RF Hybrid G3-PLC certificiran modem združenja G3-PLC Alliance za CENELEC A in FCC, ▪ poleg G3-PLC zahtev podpora hibridnemu protokolu skladnem z odprtim standardom IEEE 802.15.4; 2015,

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ RF nastavljiva frekvenčna področja (863 – 870; 870 – 876; 915 – 921 MHz) obvezno vsaj področje 863 – 870 MHz , ▪ G3-PLC (CENELEC A+FCC) + RF 863 – 870 MHz (obvezna podpora) ▪ G3-PLC (CENELEC A+FCC) + RF 870 – 876 MHz (zaželena podpora) ▪ G3-PLC (CENELEC A+FCC) + RF 915 – 921 MHz (zaželena podpora)
14	Pomožno napajanje	Baterija ali super kondenzator z avtonomijo minimalno 7 dni.
15	Elektromagnetna združljivost (EMC):	<p>Podatkovni zbiralnik mora izpolnjevati predpise in standarde s področja:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ SIST EN 61000-4-2 ▪ SIST EN 61000-4-3 ▪ SIST EN 61000-4-4 ▪ SIST EN 61000-4-5 ▪ SIST EN 61000-4-6 ▪ SIST EN 61000-4-8 ▪ SIST EN 61000-4-11 ▪ SIST EN 62368-1 ▪ SIST EN 62311 ▪ SIST EN 301 511 V12.5.1 ▪ SIST EN 301 908-1 V15.2.1 ▪ SIST EN 301 908-2 V13.11 ▪ SIST EN 301 908-13 V13.2.1 ▪ SIST EN 50065-1 ▪ SIST EN 50065-2-3
16	Razred napetostne trdnosti	min III
17	Zaščita	LAN zaščita z SSL ali TSL VPN podporo ali WAN zaščita z VPN klient ter s SSL ali TSL VPN podporo
18	CE zahteve	2014/53/EU, 2014/30/EU, 2014/35/EU, 2014/65/EU

3.3. Življenjska doba

Življenjska doba podatkovnega zbiralnika mora biti enaka kot je življenjska doba števecv električne energije. Za čas življenjske dobe izdelka je ponudnik ali proizvajalec skladno z Zakonom o varstvu potrošnikov dolžan za dobavljeno opremo zagotavljati servis in rezervne dele.

3.4. Podatki na čelni plošči podatkovnega zbiralnika

Na čelni plošči podatkovnega zbiralnika morajo biti v slovenskem jeziku izpisani naslednji podatki:

- oznaka ali ime proizvajalca,
- tip naprave,

- tovarniška številka in leto izdelave,
- CE oznaka,
- temperaturno območje delovanja,
- referenčna napajalna napetost,
- oznaka zaščite pred posrednim dotikom, dvojna izolacija oziroma razred II,
- črtna koda distribucijskega operaterja GS1-128,
- 2D (QR) črtna koda sestavljena iz šifre tipa, serijske številke, letnice izdelave, naznačene napetosti in celotnega naziva tipa. Oblika zapisa črtne kode mora biti skladna s standardom IEC 18004. Vrstni red je določen v predhodnem stavku, pri čemer morajo biti posamezni podatki ločeni s podpičjem (;),
- vezalna shema priključitve,
- logotip distribucijskega operaterja.

Testni vzorci ki se opremijo s testno črtno kodo za podatkovni zbiralnik:

- 5210 (testna šifra tipa) + 987654321 (testna tovarniška številka) ali,
- 5210 (testna šifra tipa) + lastna numerična tovarniška številka testnega vzorca.

Uporabniška črtna koda je skladna z GS1-128 in je sestavljena tako kot pri števcih iz šifre tipa (štirje znaki) in tovarniške številke naprave (podatkovnega zbiralnika). Na testni vzorec proizvajalec za potrebe FAT testa izpiše testno črtno kodo po enakih pravilih kot to velja za števce. Končno šifro tipa distribucijski operater podeli proizvajalcu pred dobavo vzorcev za potrebe testov v realnem okolju.

3.5. Naloge podatkovnega zbiralnika

Podatkovni zbiralnik skupaj s PLC števci na nivoju TP tvori lokalno komunikacijsko omrežje, zato mora omogočati izvajanje naslednjih nalog:

- upravljanja lokalnega komunikacijskega omrežja,
- branje obračunskih registrov, profilov obremenitve, alarmov, knjig dogodkov in trenutnih vrednosti iz registrov števcov različnih proizvajalcev, ki ustrezajo enakim standardom komunikacije I₃ (števce) in C1 (podatkovni zbiralnik),
- avtomatsko zaznavanje in dodajanje novo vgrajenih števcov (plug & play prepoznavanje in dodajanje števcov v svojo listo),
- razne sinhronizacijske in upravljalvske naloge (sinhronizacija časa, zamenjava tarifnih pravil, spreminjanje liste praznikov, spreminjanje števila tarif, DSM/DR funkcije, itd.),
- izvajanje komunikacijske statistike za lastno optimizacijo načina branja vseh števcov,
- izvajanje nalog nadgradnje SW števcov ali komunikacijskih vmesnikov,
- izvajanje nalog masovne nadgradnje števcov na povezanem PZ (npr. TOU, odklopi/priklopi, sprememba registrov,...)
- beleženja uporabnih informacij za izvajanje raznih statistik, nadzornih sistemov, sistemov pametnih elektrenergetskih omrežij, itd.,
- zagotavljanja GUI za upravljanje in konfiguriranje procesov,
- zagotavljanja zaupnosti, celovitosti in razpoložljivosti podatkov,
- evidentiranja topologije o stanju PLC omrežja.

Podatkovni zbiralnik mora izvajati potrebne ukrepe diagnosticiranja, da v primeru zaznanih težav (izpad mobilnega omrežja, itd.) takoj samodejno izvede postopek ponovnega zagona.

3.6. Vloga komunikacijskega prehoda

Podatkovni zbiralnik mora podpirati vlogo komunikacijskega prehoda, ki v celoti izvaja model ISO-OSI za vse sloje in se lahko uporabi za pretvorbo podatkovnih protokolov med različnimi komunikacijskimi sistemi in standardi (ISO/OSI arhitektura). Glavna naloga komunikacijskega prehoda je pretvorba protokolov med različnimi komunikacijskimi omrežji (tehnologijami) podprtimi na strani števca do koncentradorja in od koncentradorja do HES v MC (GSM, Ethernet, PLC itd.).

3.7. Interoperabilnost

Zahtevana je sposobnost dvosmerne izmenjave podatkov z drugimi števci različnih proizvajalcev, ki ustrezajo enakim standardom in so že ali pa še bodo prestali postopek verifikacije skladno s tem dokumentom in dvosmerne izmenjave podatkov z obstoječimi HES sistemi distribucijskega operaterja. Pri interoperabilnosti navzdol proti števcem in navzgor proti HES je potrebno upoštevati ISO/OSI arhitekturo. OSI okvir za komunikacijske postopke določa ISO, kjer so postopki razdeljeni na sedem vertikalnih funkcionalnih plasti, kjer so za vsako posamično plast definirane funkcionalnosti. Vsaka plast komunicira le s plastjo neposredno nad njo in pod njo. Upoštevati je potrebno tudi pravila delovanja obstoječega komunikacijskega sistema, ki zajema eno ali več plasti modela OSI.

3.8. Zaupnost, celovitost in razpoložljivost podatkov

Koncept varnosti se nanaša na celoten arhitekturni model, ki predstavlja podatkovne tokove med števci in HES. Zagotovljena mora biti ustrezna zaščita, ki zagotavlja varnost podatkov v celotni komunikacijski verigi. Priporočljivo je, da je zaščita izvedena in preizkušena v skladu z družino standardov SIST EN ISO/IEC 15408.

Komunikacija med podatkovnim zbiralnikom in HES je izvedena v WAN mreži z uporabo privatnega VPN klienta (privatni APN), oziroma preko privatnega Ethernet omrežja. V obeh primerih se dodatno zahteva še SSL VPN podpora, katera mora biti izvedena tudi na servisnem Ethernet vmesniku.

Podatkovni zbiralnik mora podpirati uporabo ustreznih kriptografskih metod za šifriranje komunikacije s števci električne energije kot je opisano v DLMS/COSEM standardu (Green Book, Edition 7, Edition 8). Za podporo izmenjave ključev števecov električne energije mora podatkovni zbiralnik podpirati varno povezavo (SSL VPN podpora) do sistema varovanja ključev (generacija novih ključev, shranjevanje ključev, izmenjava ključev).

3.9. Shranjevanje podatkov

Podatkovni zbiralnik mora zajete podatke iz števecov (mesečni obračunski profil, dnevni obračunski profil, LP in dogodke glede na zahteve točke 2) shranjevati v obstojni pomnilnik zadostne kapacitete, da za 1.000 priključenih števecov kapaciteta pomnilnika zadostuje za več kot 10 dni. Shranjeni podatki morajo biti tako organizirani (bazni ali podobni način), da je iz HES omogočen zajem le tistih podatkov, ki še niso bili preneseni.

3.10. Beleženje ostalih pomembnih informacij

Za potrebe učinkovitega izvajanja branja števecv, diagnostike in sprotnega odpravljanja komunikacijskih ovir (odklanjanja naprav, ki v omrežje vnašajo šum) mora podatkovni zbiralnik za vsak dan posebej beležiti vsaj naslednje informacije:

- informacije o dosegljivosti posameznega števca,
- število uspešnih in število skupnih branj posameznega števca,
- število izvedenih posredovanj za posamezni števec (število ponavljalnikov),
- topologija PLC komunikacije/omrežja.

3.11. Integracija v obstoječi HES distribucijskega operaterja

Elektrodistribucijska podjetja – pogodbeni izvajalci že imajo vzpostavljene Merilne centre z vsemi informacijskimi rešitvami, ki so potrebne za učinkovito izvajanje procesov merjenja, zajema, obdelave in izmenjave merilnih podatkov.

Obstoječi sistemi za daljinski zajem merilnih podatkov uporabljajo komunikacijski protokol DLMS/COSEM (SIST EN 62056-5-3).

Že uporabljeni podatkovni zbiralniki merilne podatke prenašajo v sistem za zajem merilnih podatkov elektrodistribucijskih podjetij preko vzpostavljenih spletnih storitev (*»web services«*) in .xml tipu zapisa le-teh podatkov.

Ponudnik je dolžan priskrbeti vse potrebne podatke, ki jih izdelovalca informacijskih rešitev potrebuje za potrebe integracije podatkovnega zbiralnika in števecv električne energije v obstoječe sisteme za daljinski zajem merilnih podatkov. Izbrani ponudnik mora podati vse podatke, ki jih bo naročnik potreboval, o načinu vzpostavitve komunikacije med sistemom za zajem merilnih podatkov in podatkovnim zbiralnikom ter protokolom prenosa merilnih podatkov v obstoječi sistem za zajem merilnih podatkov. V nasprotnem primeru mora ponudnik na svoje stroške zagotoviti HES in izvesti vse potrebne integracije v MDMS in BPS, ter izvesti potrebna šolanja v slovenskem jeziku za izvajalce nalog v HES.

4. MINIMALNE ZAHTEVE ZA ŠTEVCE ELEKTRIČNE S POLINDIREKTNIM IN INDIREKTNIM NAČINOM MERJENJA

Pri uporabnikih sistema s polindirektnim in indirektnim načinom merjenja, se uporabljajo več funkcijski števcji delovne in jalove energije. Dovoljena je uporaba izključno trifaznih štiri vodnih (3P4W) števcjev. Glede na priključno moč uporabnika se uporabijo števcji za:

- polindirektno priključitev preko merilnih tokovnih transformatorjev
- indirektno priključitev preko merilnih tokovnih in napetostnih transformatorjev ().

Glede na vpis tokovne prestave ali tokovne in napetostne prestave v števec ločimo:

- sekundarni števec, sekundarno konfiguriran (prestave niso vpisane),
- primarni števec, primarno konfiguriran (prestave so vpisane v števec).

4.1. Certificiranje

Števcji morajo biti certificirani po:

- Direktivi 2014/32/EU in v slovenski pravni red prevzeta po Pravilniku o merilnih instrumentih, priglašene organa za števce delovne električne energije – poglavje MI-003,

Pravilniku o načinih ugotavljanja skladnosti za posamezne vrste merilnih instrumentov ter o vrstah in načinih njihove označitve z oznakami skladnosti (Ur. l. RS, št. 72/01, 53/07 in 79/13) za števec jalove energije - Certifikat o odobritvi tipa merila,

Pravilniku o radijski opremi (Uradni list RS, št. 3/16 in 9/20) oz. Direktivi 2014/53/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 16. aprila 2014 o harmonizaciji zakonodaj držav članic v zvezi z dostopnostjo radijske opreme na trgu in razveljavitvi Direktive 1999/5/ES Besedilo velja za EGP (velja za radijsko 2G, 4G opremo),

DLMS/COSEM s strani DLMS User Association,

zagotavljanju varnosti proizvoda in njegove uporabe – znak CE.

4.2. Minimalne meroslovne in ostale tehnične zahteve za kombinirane števce delovne in jalove energije s polindirektnim in indirektnim načinom merjenja

4.3.

Tabela 30: Meroslovne in osnovne tehnične zahteve za kombinirane števce delovne in jalove električne energije za uporabnike sistema s polindirektnim in indirektnim načinom merjenja

ŠT. ZAHTEVE	OPIS ZAHTEVE	MINIMALNE VREDNOSTI
1	Število merilnih sistemov	Trije merilni sistemi (L_1, L_2, L_3)
2	Razred točnosti: - delovna energija	B (SIST EN 50470-3) C (SIST EN 50470-3)
3	Razred točnosti: - jalova energija	Razred 2 (SIST EN 62053-23)
4	Merjene energij in moči: - delovna energija - jalova energija	v obeh smereh A+, A- v obeh smereh R+, R-

	<ul style="list-style-type: none"> - navidezna energija - delovna moč - jalova moč 	v obeh smereh S+, S- v obeh smereh P+, P- v obeh smereh Q+, Q-, QI, QII, QIII, QIV,
5	Način merjenja jalove energije	Naravna vezava (integrator v števcu mora poskrbeti za ustrezen fazni premik napetosti in toka).
6	Priključitev števca	Trifazno štiri vodno 3P4W
7	Napetost U_N polindirektna priključitev - indirektna priključitev	SIST EN 60038, SIST EN 50470-1 in SIST EN 62052-11 3 x 57,7/100 V....3 x240/415 V; +15% .. -20% 3 x 57,7/100 V....3 x240/415 V; +15% .. -20%
8	Tok (I_{tr} , I_{ref} , I_{max}) : Polindirektna in indirektna priključitev <ul style="list-style-type: none"> - I_{tr} - $I_n (I_{ref})$ - I_{max} 	SIST EN 50470-1 0,01 A ali 0,05 A 1 A 6 A
9	Frekvenca (f)	SIST EN 62053-21 50 Hz, $\pm 2\%$
10	Temperaturno območje delovanja (minimalne zahteve): <ul style="list-style-type: none"> - Števec obratovanje - Števec skladiščenje - LCD zaslon - Shranjevanje podatkov Temperaturni koeficient - Povprečna vrednost	SIST EN 62052-11 -40°C do +70°C (SIST EN 50470-1) $\geq -40^\circ\text{C}$ do +70°C $\geq -25^\circ\text{C}$ do +65°C -40°C do +70°C -40 °C ... +70 °C manj kot $\pm 0.015\%$ / K
11	Ura realnega časa: - točnost pri +23°C v obratovanju	največ $\pm 0,5$ s/dan (SIST EN 62054-21)
12	Priključnica	Standardna vijačna ali vzmetna priključnica Vijaki PZ2 +- po SIST ISO 4757 ali vzmetne sponke.
13	Prikazovalnik - Izvedba	Prikazovalnik na tekoče kristale (klasični LCD ali dot-matrix LCD) v skladu z VDEW specifikacijo z dovoljenimi odstopanji prikazov ostalih veličin in koristnih informacij, ki niso standardizirane: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 7 segmentov, ▪ najmanj osem (8) številka za prikaz energij in moči, minimalne višine 8 mm,

	<p>- Minimalne zahteve za prikaz podatkov</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ najmanj pet (5) številke za prikaz OBIS identifikacijskih kod (SIST EN 62056-6-1,) minimalne višine 5 mm. <p>Omogočati mora prikaz vsaj naslednjih podatkov in simbolov:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ izmerjene vrednosti, ▪ merskih enot, ▪ OBIS identifikacijskih oznak v skladu s SIST EN 62056-6-1, ▪ kazalčni diagram pretoka delovne in jalove moči, ▪ smer pretoka tokov po fazah (neobvezno), ▪ indikacijo prisotnosti vseh napetosti in leve smeri vrtilnega polja, ▪ indikacijo o trenutno aktivnih tarifah (minimalno za 4 tarife za energijo in 4 tarife za moč), ▪ indikacijo kvalitete GSM signala ali možnost prikaza te vrednosti iz ustreznega registra števec v ročnem načinu prikaza, ▪ indikacijo iztrošenosti baterije, ▪ indikacijo vzpostavljene zveze oziroma prenos podatkov, ▪ status števca in alarmi,
14	Elektromagnetna kompatibilnost (EMC):	<p>Števec mora izpolnjevati standarde in predpise s tega področja:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ SIST EN 61000-4-2, ▪ SIST EN 61000-4-3, ▪ SIST EN 61000-4-4, ▪ SIST EN 61000-4-5, ▪ SIST EN 61000-4-6, ▪ SIST EN 61000-4-8, ▪ SIST EN 61000-4-11, ▪ SIST EN 61000-4-19, ▪ SIST EN 62052-11, ▪ SIST EN 62053-21, ▪ SIST EN 62053-22, ▪ SIST EN 62053-23, ▪ SIST EN 62053-24, ▪ SIST EN 50470-3, ▪ SIST EN 55032.
15	Zaznavanje zlonamernih posegov:	Zahtevani senzorji:

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ odprtja pokrova števca, ▪ odprtja pokrova priključnice, ▪ prisotnosti tujega magnetnega polja.
16	Izolacijska trdnost <ul style="list-style-type: none"> - Izolacijska trdnost - Impulzna napetost oblike 1,2/50 μs 	Zahteve: <ul style="list-style-type: none"> ▪ ≥ 4 kV, 50 Hz, 1 minuta ▪ ≥ 6 kV ostalo (SIST EN 62052-11) ▪ ≥ 8 kV tokovne in napetostne sponke (SIST EN 62052-11)
17	Zaščita pred vdorom vode in prahu	\geq IP 51 (SIST EN 60529)
18	Vlažnost	$\leq 95\%$
19	Klimatski razred	3K6 ali višji (SIST EN 60721-3-3)
20	Okolje <ul style="list-style-type: none"> - mehansko okolje - elektromagnetno okolje 	M1 ali M2 E1 ali E2

Tabela 31: Minimalne tehnične zahteve parametrov kakovosti napetosti

ŠT. ZAHTEVE	OPIS ZAHTEVE
1	Velikost napajalne napetosti (SIST EN 61000-4-30, poglavje 5.2)
	7. Razred merila: razred S ob upoštevanju spodnjih posebnosti 8. Merilna metoda: poglavje 5.2.1 9. Merilna negotovost: $\pm 1,0\%$ <ul style="list-style-type: none"> c. Ob napetosti napajanja vsaj 170 V ($74\% U_{din}$) ali več in ob prisotnosti vsaj ene faze. d. V frekvenčnem območju napajalne napetosti vsaj 47 Hz do 52 Hz. 10. Merilno območje: <ul style="list-style-type: none"> c. Vsaj 170 V do 271 V (od 74% do $118\% U_{din}$) napajalne napetosti in ob prisotnosti vsaj ene faze. d. V frekvenčnem območju napajalne napetosti vsaj 47 Hz do 52 Hz. 11. Območje vplivnih veličin: po SIST EN 62586-2 <ul style="list-style-type: none"> b. V frekvenčnem območju napajalne napetosti vsaj 47 Hz do 52 Hz. 12. Metoda združevanja: razred S, poglavje 4.4 in 4.5 <ul style="list-style-type: none"> b. Združevanje 10 periodnih (200 ms) časovnih intervalov v 10-min vrednosti.
2	Neravnotežje napajalne napetosti (SIST EN 61000-4-30, poglavje 5.7)
	7. Razred: razred S ob upoštevanju spodnjih posebnosti 8. Merilna metoda: simetrične komponente, U_2 <ul style="list-style-type: none"> b. Le negativna komponenta simetričnega sistema (U_2). 9. Merilna negotovost: $\pm 0,3\%$ <ul style="list-style-type: none"> c. Ob napetosti napajanja vsaj 170 V ($74\% U_{din}$) ali več in ob prisotnosti vsaj ene faze. d. V frekvenčnem območju napajalne napetosti vsaj 47 Hz do 52 Hz. 10. Merilno območje: od 1% do $5\% U_2$

	<p>c. Ob napetosti napajanja vsaj 170 V do 271 V (74 % - 118 % U_{din}) in prisotnosti vsaj ene faze.</p> <p>d. V frekvenčnem območju napajalne napetosti vsaj 47 Hz do 52 Hz.</p> <p>11. Območje vplivnih veličin: po SIST EN 62586-2</p> <p>b. V frekvenčnem območju napajalne napetosti vsaj 47 Hz do 52 Hz.</p> <p>12. Metoda združevanja: razred S, poglavje 4.4 in 4.5</p> <p>b. Združevanje 10 periodnih (200 ms) časovnih intervalov v 10-min vrednosti.</p>
3	Upadi in porasti napetosti (SIST EN 61000-4-30, poglavje 5.4)
	<p>7. Razred: razred S ob upoštevanju spodnjih posebnosti</p> <p>8. Merilna metoda: Poglavje 5.4.1.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Uporabljena efektivna napetost se izračunava kot $U_{rms(1)}$ <p>Uporabljena referenčna napetost je U_{din}.</p> <p>Upadi in porasti napetosti se beležijo fazno.</p> <p>9. Merilna negotovost: $\pm 1\%$ U_{din}, trajanje ± 2 periodi.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Točnost ocene trajanja upada in porasta je ± 2 periodi. <p>10. Merilno območje: ni relevantno</p> <p>11. Območje vplivnih veličin: ni relevantno</p> <p>12. Metoda združevanja: ni podanih zahtev</p>
4	Prekinitve napetosti (poglavje 5.5 v SIST EN 61000-4-30)
	<p>7. Razred: razred S ob upoštevanju spodnjih posebnosti</p> <p>8. Merilna metoda: Poglavje 5.5.1</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Uporabljena efektivna napetost se izračunava kot $U_{rms(1)}$. ▪ Uporabljena referenčna napetost je U_{din}. ▪ Prekinitve napetosti se beležijo po fazah in za vse faze skupaj (Poglavje 5.5.2). <p>9. Merilna negotovost: po specifikaciji proizvajalca</p> <p>10. Merilno območje: ni relevantno</p> <p>11. Območje vplivnih veličin: ni relevantno</p> <p>12. Metoda združevanja: ni podanih zahtev</p>
5	Harmonske napetosti (poglavje 5.8 v SIST EN 61000-4-30)
	<p>7. Razred: razred S ob upoštevanju spodnjih posebnosti</p> <p>8. Merilna metoda: Poglavje 5.8.1</p> <p>9. Merilna negotovost: dvojna vrednost dovoljenih pogreškov po SIST EN 61000-4-7 za razred II</p> <p>10. Merilno območje: po redu harmonika</p> <ul style="list-style-type: none"> c. Frekvenčno: do vključno 11 - tega reda ali več d. Amplitudno: po specifikaciji proizvajalca, minimalno in maksimalno območje vrednosti harmonika za katero se zagotavlja merilna negotovost. <p>11. Območje vplivnih veličin: proizvajalec opredeli vpliv temperature in vpliv velikosti odklonov napajalne napetosti na merilno negotovost po tč. 3 zgoraj.</p> <p>12. Metoda združevanja: razred S, poglavje 4.4 in 4.5</p> <p>b. Združevanje 10 periodnih (200 ms) časovnih intervalov v 10-min vrednosti.</p>

4.4. Življenjska doba

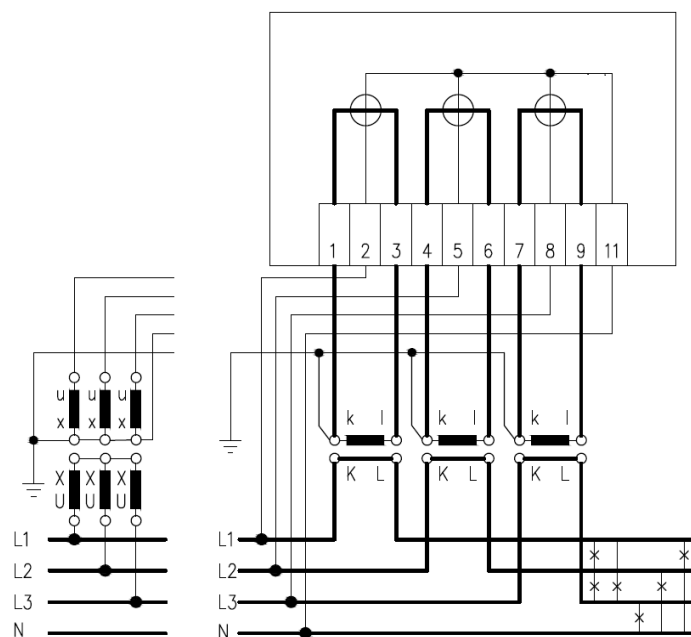
Zahtevana življenjska doba kombiniranega števca delovne in jalove energije, ki jo mora jamčiti proizvajalec je minimalno 16 let. Na življenjsko dobo so v javnih naročilih vezane določene garancijske obveznosti ponudnika/dobavitelja in proizvajalca, zato mora biti predvidena življenjska doba skrbno določena in predstavljena z izračuni kot so MTBF izračuni (po standardu SIST EN 62059-41) ali postopki umetnega staranja po standardu SIST EN 62059-31-1, 62059-32-1.

Za napoved zanesljivosti vgrajenih električnih komponent v merilni opremi se uporabi standard SIST EN 61709, ki določa referenčne pogoje komponent ter enačbe, s katerimi se izračunajo vplivi dejanskih obremenitev komponent na referenčno pogostost odpovedi.

Za čas življenjske dobe izdelka je ponudnik/dobavitelj ali proizvajalec dolžan zagotavljati servis in rezervne dele.

4.5. Način priključitve

Število priključnih sponk in oznake sponk morajo biti skladne s sliko 15. Zahtevana je izključno trifazna štiri vodna priključitev (3P4W).



Slika 15: Možni načini priključitve števca

4.6. Metoda registracije električne energije in moči

Zahtevana je aritmetična metoda registracije električne energije in moči. Števec istočasno beleži izmerjene količine v registrih prejete in oddane energije ter moči, v primeru, da je v eni izmed faz tudi oddaja energije in moči. Za lažje razumevanje načina registracije je podan spodnji primer:

V fazi L_1 je odjem energije iz omrežja A_{1+} , v fazi L_2 je priključen PV (oddaja viškov energije v omrežje A_2) in v fazi L_3 je odjem energije iz omrežja A_{3+} ;

$$A_+ = (A_{1+}) + (A_{3+})$$

A- = A₂-

4.7. LCD zaslon

LCD zaslon mora biti odporen na škodljive vplive UV sevanja in kvarne vplive, ki so prisotni v industrijskih okoljih.

Zahtevan je prikazovalnik na tekoče kristale:

- 7 segmentov,
- najmanj osem (8) števk za prikaz energij, minimalne višine 8 mm,
- najmanj pet (5) števk za prikaz OBIS identifikacijskih oznak (SIST EN 62056-6-1) minimalne višine 5 mm,
- funkcija osvetlitve LCD zaslona.

Omogočati mora prikaz vsaj naslednjih podatkov in simbolov:

- izmerjene vrednosti,
- merskih enot,
- OBIS identifikacijskih oznak v skladu s SIST EN 62056-6-1,
- kazalčni diagram smeri pretoka delovne in jalove moči oziroma energij,
- indikacijo prisotnosti vseh napetosti,
- indikacijo leve smeri vrtilnega polja,
- indikacijo o trenutno aktivnih tarifah,
- statusov števca,
- alarmi (alarm baterije, alarmi nepooblaščenih posegov in vdorov), lahko tudi v obliki LED indikatorjev,
- indikacija kvalitete 2G/4G signala ali možnost prikaza podatkov o kvaliteti signala iz ustreznih registrov na LCD zaslonu v ročnem načinu prikazovanja podatkov (velja za primer vgrajenega LTE CAT 1 modema),
- indikacija kvalitete LTE signala ali možnost prikaza podatkov o kvaliteti signala iz ustreznih registrov na LCD zaslonu v ročnem načinu prikazovanja podatkov (velja za primer vgrajenega LTE Cat M1 modema).

Števec mora omogočati vsaj naslednje načine prikazovanja podatkov na LCD prikazovalniku:

- samodejno kroženje podatkov na 10 s, časovna enota mora biti nastavljiva,
- ročni prikaz podatkov (listanje registrov v ročni sekvenci),
- ročni prikaz podatkov o omrežju (listanje registrov v ročni sekvenci za parametre kakovosti električne energije, če števec omogoča ločeno listanje podatkov),
- ročni prikaz podatkov (listanje obremenilnega diagrama, ter predhodnih vrednosti obračunskih stanj),
- prikaz podatkov na zaslonu v breznapetostnem stanju. Če te funkcije števec ne omogoča, mora imeti za branje podatkov v breznapetostnem stanju možnost napajanja preko optične sonde iz ročnega terminala.

Pri ročnem prikazu se podatki pregledujejo s pomočjo tipke ali s pomočjo svetlobnega snopa na optični vmesnik (zahteva ni obvezna).

4.8. Shranjevanje podatkov v števcu

Podatki v števcu morajo biti shranjeni s časovno značko v lokalnem času GMT+1. Števec mora omogočati prestavitve letno zimskega časa (DST). Ura na LCD zaslonu mora vedno prikazovati trenutno veljavni lokalni čas (v obdobju zimskega časa GMT+1 in obdobju poletnega časa GMT+2). Prehod med poletnim in nazaj na lokalni (zimski) čas ureja Uredba o določitvi obdobja poletnega časa. Prikaz podatkov na LCD zaslonu (trenutno veljavna tarifa, tarifna pravila, itd.) mora biti skladen z veljavnim zimsko letnim časom.

4.9. Zaščita merilnih in ostalih podatkov v števcu

Osnovna varnost mora biti zagotovljena z uporabo DLMS/COSEM standardov in priporočil, ter z uporabo nivojskih gesel. Glede na zahteve evropskih priporočil je zahtevano, da števec podpira uporabo ustreznih kriptografskih metod za šifriranje in dešifriranje podatkov (uporaba varnostnih ključev), kot je opisano v DLMS/COSEM standardu (Green Book, Edition 7, 8 in 9).

Za lokalni ali daljinski dostop do podatkov in nastavitev števca preko I_0 in I_3 vmesnika, mora biti vključena zaščita preverjanja pravic dostopa, kar vključuje uporabo nivojskih gesel.

Poskus nepooblaščenega dostopa do števca (vpis napačnega gesla) mora biti v števcu evidentiran.

4.10. Zahteve glede uporabe pri fotonapetostnih sistemih in povečani nelinearni porabi

Števci morajo ustrezati specifičnim pogojem uporabe, ki jih povzročajo sodobni foto napetostni sistemi in ostali nelinearni porabniki, ki obratujejo s slabim THD_i in slabim faznim faktorjem.

Števci morajo izpolnjevati zahteve standarda SIST EN 61000-4-19: Elektromagnetna združljivost (EMC) – 4-19. del: Preskušanje in merilne tehnike – Preskus odpornosti proti prevajanim motnjam skupne zvrsti v frekvenčnem območju od 2 kHz do 150 kHz na izmeničnih napajalnih vhidih (IEC 61000-4-19:2014) – C2.

Prav tako je obvezna uporaba vseh novo izdanih standardov in priporočil, ki glede na spremenjene razmere ustrezno ureja to področje.

4.11. Maksimalne dimenzije števcov, priključki in ohišje

Števci ne smejo presegati dimenzij največjih trenutno še obratujočih industrijskih števcov. Zato ne smejo presegati naslednjih maksimalnih mer:

- $\bar{S} \leq 180\text{mm}$ (širina),
- $V \leq 360\text{mm}$ (višina),
- $G \leq 130\text{mm}$ (globina).

Način ugotavljanja največjih dovoljenih vrednosti gabaritov je razviden na sliki 3.

Mere števca in pritrdilne mere morajo ustrezati standardu DIN 43857. Pritrditev obešala mora biti prilagodljiva po višini. Uporabljeni material za ohišje števca in pokrov priključnice mora zagotoviti zadostno varnost pred širjenjem požara in mora biti preskušen oziroma skladen s SIST EN 60695-2-11 (požarna odpornost ohišja). Ohišje števca mora biti narejeno iz takšnega materiala, ki ga ob koncu uporabe števca lahko recikliramo.

Mehanska trdnost ohišja mora biti v skladu s standardoma SIST EN 62052-11 in SIST EN 50470-1. Ohišje in LCD zaslon morata biti odporna proti UV sevanju.

Priključne sponke priključnice števecja morajo omogočati priključitev vodnikov s presekom do 6 mm². Pomožne sponke za priključitev zunanje opreme in pomožnih naprav (Npr.: I/O releji, ostale vijačne sponke, itd) morajo omogočati priključitev vodnikov z minimalnim presekom 1,5 mm² in so lahko izvedene kot vijačne ali vzmetne sponke. Priključni vijaki glavnih močnostnih priključnih sponk morajo imeti križno zarezo skladno z zahtevami standarda SIST ISO 4757 (PZ2+-). Glavne močnostne priključne sponke so lahko izvedene tudi kot vzmetne sponke. Vijačne povezave morajo biti v skladu s SIST EN 60999-1.

Na pokrovu števecja mora biti nameščena tipka za ročno listanje podatkov in SET tipka, ki se v zaprtem položaju lahko plombira. Na pokrovu mora biti prostor za namestitev dveh nalepk (prestavno ramerje MTT in MNT).

4.12. Rezervno napajanje števecja

Za delovanje ure realnega časa (RTC), ročno listanje podatkov v breznapetostnem stanju (pritisk ustreznih tipk na števcu ali s pomočjo optične sonde in ročnega računalnika) in nemoteno delovanje ostalih zahtevanih funkcionalnosti v primeru izpada ali izklopa napajalne napetosti skrbi super kondenzator ali baterija ustrezne zmogljivosti, da ohrani pravilno delovanje ure vsaj 30 dni. Če je življenjska doba baterije krajša od življenjske dobe števecja, mora biti nameščena tako, da je omogočena njena zamenjava brez odstranitve meroslovne plombe na pokrovu števecja. Življenjska doba baterije mora biti vsaj 8 let kot je predpisana periodika rednih overjanj. Funkcija samodejnega nadzora preostale kapacitete baterije (velja za baterije, ki se ne polnijo in jih je potrebno pravočasno zamenjati) mora biti v števcu programsko podprta.

4.13. Zahteve glede pomožnih vhodov/izhodov (I/O) modula

Funkcije pomožnih vhodov/izhodov morajo biti programabilne. Vhodno/izhodni modul števecja mora omogočati skupaj minimalno 7 programabilnih vhodov/izhodov. Zahtevani vhodi/izhodi so lahko integrirani na osnovni plošči števecja ali kot vstavljen dodani modul v števec.

Števec mora biti opremljen vsaj z:

- 2 programabilnima vhodoma,
- 6 brezpotencialnimi programabilnimi izhodi,
- 5 A bistabilnim relejem, ki se uporablja za krmiljenje zunanje stikalne naprave za omejevanje toka.

Osnovni podatki:

Nazivna stikalna napetost U_n : ≥ 250 V,

Maksimalni preklopni tok I_{max} : ≥ 5 A.

Na brezpotencialne izhode morajo biti programske povezane naslednje funkcije:

- prvi in drugi izhod: dajalnik impulzov za delovno energijo A+ in A-, (programabilna frevenca in dolžina impulzov),
- tretji in četrti izhod: dajalnik impulzov za jalovo energijo R+ in R-, (programabilna frevenca in dolžina impulzov),

- Peti izhod: tarifni izhod T_1/T_2 za energijo in moč (logična $0=T_1/M_1$; logična $1=T_2/M_2$),
- Šesti izhod: smerni izhod za delovno energijo.

Vhodno/izhodni modul je lahko integriran ali izmenljiv. V primeru izmenljivega modula, mora števec električne energije prepoznati I/O modul in ga ustrezno pripraviti, da je takoj pripravljen za delovanje (Plug & play funkcija).

4.14. Tarifne zahteve (TOU)

Minimalne zahteve:

- tarifiranje preko interne ure in/ali zunanjih vhodov,
- tarifni koledar se sinhronizira z notranjo uro (RTC),
- 6 tarif ($T_1, T_2, T_3, T_4, T_5, T_6$) za energijo in za moč,
- 12 sezon za tarifne programe,
- 12 tedenskih tarifnih programov,
- 24 dnevnih tarifnih programov (12 za energijo in 12 za moč)
- 8 individualnih preklpov znotraj posameznega dnevnega programa,
- minimalna resolucija med preklopi je 1 minuta,
- 30 praznikov,
- podpora lunarnim praznikom po Gregorjanskem koledarju,
- uporaba pasivnega in aktivnega tarifnega koledarja,
- za preklapljanje služi ura realnega časa RTC (SIST EN 62052-21), zunanji vhodi morajo biti programsko blokirani,
- uporaba slovenskega tarifnega pravilnika.

Če TOU lahko krmili isti tarifni register iz različnih tarif, lahko kontrolni števec podpira le minimalno 6 sezon za tarifne programe in 6 tedenskih tarifnih programov.

Za izmerjene količine električnih energij in moči po tarifah so rezervirani standardni OBIS objekti (SIST EN 62056-6-1). Števec mora omogočati merjenje električnih energij in moči v minimalno šestih (6) tarifah. Na LCD prikazovalniku mora biti omogočena indikacija za spremljanje vseh aktivnih tarif.

4.14.1. Slovenski tarifni program za dvotarifno merjenje

Kot aktivni tarifni program za energijo in moč se v števec vpiše veljavni slovenski tarifni program za dvotarifno merjenje.

Pravila za slovenski dvotarifni program:

Tarifni časi za tarifo T_1 (energije), M_1 (moči) (VT)

- vsak delavnik od ponedeljka do petka od 06:00 do 22:00 ure.

Tarifni časi za tarifo T_2 (energije), M_2 (moči) (MT)

- vsak delavnik od ponedeljka do petka od 22:00 do 06:00 ure in
- sobota, nedelja ter dela prosti dnevi od 00:00 do 24:00 ure.
- Prazniki
 - dnevi na točno določen dan v letu,
 - Velikonočni ponedeljek po Gregorjanskem koledarju.

Seznam praznikov je opisan v poglavju 2.14

Praznik »Velikonočni ponedeljek« mora biti v števcu vpisan - za minimalno 20 naslednjih koledarskih let od leta izdelave, če števec ne podpira posebnega algoritma izračuna tega lunarnega praznika.

4.14.2. Speči tarifni program

Pravila spečega tarifnega programa s preklopi znotraj posameznih tarif se določijo v Aktu o metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje. Če nov Akt, ki se prične uporabljati s časovnim zamikom spreminja veljavni tarifni pravilnik, se skladno s pravili tega akta pripravi novi speči tarifni pravilnik, ki postane aktiven na dan pričetka uporabe novega akta.

4.15. Merjenje električnih veličin

Minimalne zahteve glede merjenja električnih energij in moči:

- merjenje delovne energije v obeh smereh pretoka energije po fazah in v vseh fazah skupaj ($A+=Q_1+Q_4$, $A-=Q_2+Q_3$),
- merjenje jalove energije v obeh smereh pretoka energije po fazah in v vseh fazah skupaj ($R+=Q_1+Q_2$, $R-=Q_3+Q_4$),
- merjenje jalove energije v vseh štirih kvadrantih v vseh fazah skupaj (Q_1 , Q_2 , Q_3 in Q_4),
- merjenje navidezne energije v obeh smereh pretoka energije v vseh fazah skupaj ($S+=Q_1+Q_4$, $S-=Q_2+Q_3$),
- merjenje delovne moči v obeh smereh pretoka energije po fazah in v vseh fazah skupaj ($P+=Q_1+Q_4$, $P-=Q_2+Q_3$),
- merjenje jalove moči v obeh smereh pretoka energije po fazah in v vseh fazah skupaj ($Q+=Q_1+Q_2$, $Q-=Q_3+Q_4$),
- merjenje trenutnih in povprečnih moči po fazah in v vseh fazah skupaj.

Pri merjenju energij in moči je potrebno upoštevati pravila, ki so prikazana v kazalčnem diagramu, ki ga prikazuje Slika 6.

Minimalne zahteve glede merjenja električne napetosti, toka in frekvence:

- tok po fazah,
- napetost po fazah,
- frekvenca in fazni faktor ($\cos\varphi$ / $\tan\varphi$).

Zraven merjenja trenutnih vrednosti mora števec omogočati meritve nekaterih parametrov kakovosti električne energije v časovni periodi, ki jo določa SIST EN 50160 (podnapetosti, nadnapetosti, kratkotrajni in dolgotrajni izpadi, itd.). Merilna perioda (MP) je tako 10 min. Števec ni uradno merilo za ugotavljanje dejanskih značilnosti napetosti v javnih razdelilnih omrežjih, ampak je zgolj indikator, za spremljanje nekaterih značilnosti, ki distribucijskemu operaterju omogočajo pravočasno ukrepanje.

Merjenje in prikaz parametrov kakovosti energije in ostalih podatkov za potrebe učinkovitega upravljanja omrežja obsega:

- efektivne vrednosti napetosti po fazah,
- tok po fazah,
- povprečni fazni faktor po fazah in skupaj v obeh smereh pretoka energije,
- THD v napetosti in toku,
- izpadi napetosti,
- nihanja napetosti (nadnapetosti, podnapetosti).

4.16. Merjenje električne energije in moči

Števec mora omogočati merjenje različnih vrst in parametrov električne energije in moči. Za vse te zahteve, oziroma za vse v nadaljevanju zapisane OBIS objekte, mora programska oprema števca (SW) omogočati dodajanje in odzemanje iz liste obračunskih profilov in liste obremenilnih diagramov (v nadaljevanju: LP). Dodajanje ali odzemanje mora biti ustrezno zaščiteno z nivojskimi zaščitami.

Zraven totalnih registrov mora števec podpirati še minimalno 32 energijskih tarifnih registrov, ter minimalno 24 močnostnih tarifnih registrov.

4.16.1. Merjenje električne energije

Tabela 32: Zahteve glede merjenja in registracije električnih energij

ELEKTRIČNE ENERGIJE	OBIS (EDIS)			
	L1	L2	L3	SKUPAJ
A+ [kWh]	1-x:21.8.0	1-x:41.8.0	1-x:61.8.0	1-x:1.8.T
A- [kWh]	1-x:22.8.0	1-x:42.8.0	1-x:62.8.0	1-x:2.8.T
R+ [kvarh]	1-x:23.8.0	1-x:43.8.0	1-x:63.8.0	1-x:3.8.T
R- [kvarh]	1-x:24.8.0	1-x:44.8.0	1-x:64.8.0	1-x:4.8.T
Q1 [kvarh]	-	-	-	1-x:5.8.T
Q2 [kvarh]	-	-	-	1-x:6.8.T
Q3 [kvarh]	-	-	-	1-x:7.8.T
Q4 [kvarh]	-	-	-	1-x:8.8.T
S+ [kVAh]	-	-	-	1-x:9.8.T
S- [kVAh]	-	-	-	1-x:10.8.T

T (tarifa) = 1,2,3,4...6

Tabela 33: Zahteve glede registracije trenutnih srednjih vrednosti moči

ELEKTRIČNE MOČI	OBIS (EDIS)			
	L1	L2	L3	SKUPAJ
P+ [kW]	1-x:21.4.0	1-x:41.4.0	1-x:61. 4.0	1-x:1.4.0
P- [kW]	1-x:22.4.0	1-x:42.4.0	1-x:62. 4.0	1-x:1.4.0
R+ [kvar]	1-x:23.4.0	1-x:43.4.0	1-x:63. 4.0	1-x:3.4.0
R- [kvar]	1-x:24.4.0	1-x:44.4.0	1-x:64. 4.0	1-x:4.4.0
S+ [kVA]	-	-	-	1-x:9.4.0

S- [kVA]	-	-	-	1-x:10.4.0
----------	---	---	---	------------

Tabela 34: Zahteve glede registracije obračunskih maksimumov (Maximum demand)

ELEKTRIČNE MOČI	OBIS (EDIS)			
	L1	L2	L3	L1+L2+L3 SKUPAJ
P+ [kW]	1-x:21.6.0	1-x:41.6.0	1-x:61.6.0	1-x:1.6.T
P- [kW]	1-x:22.6.0	1-x:42.6.0	1-x:62.6.0	1-x:2.6.T
R+ [kvar]	1-x:23.6.0	1-x:43.6.0	1-x:63.6.0	1-x:3.6.T
R- [kvar]	1-x:24.6.0	1-x:44.6.0	1-x:64.6.0	1-x:4.6.T
S+ [kVA]	-	-	-	1-x:9.6.T
S- [kVA]	-	-	-	1-x:10.6.T

T (tarifa) = 1,2,3,4...6

x = OBIS kode se lahko razlikujejo med proizvajalci števecv

4.17. Merjenje napetosti in toka po fazah

4.17.1. Merjenje napetosti

Števec mora meriti fazne napetosti in tokove v ustreznih DLMS/COSEM objektih ločeno za vsako fazo posebej. Glede vnosa konstant merilnih transformatorjev, se izmerjene vrednosti prikazujejo kot:

- sekundarne osnovne vrednosti, če je števec nastavljen za sekundarno napetost in sekundarni tok, ali
- primarne dejanske vrednosti, če je števec nastavljen za primarno napetost in primarni tok meritev.

Tabela 35: Zahteve glede merjenja in registracije napetosti

VRSTA NAPETOSTI	OBIS (EDIS)		
	L1	L2	L3
Trenutna napetost	1-x:32.7.0	1-x:52.7.0	1-x:72.7.0
THD napetosti	1-x:32.x.x	1-x:52.x.x	1-x:72.x.x

x = OBIS kode se lahko razlikujejo med proizvajalci števecv

4.17.2. Merjenje tokov

Tabela 36: Zahteve glede merjenja in registracije tokov

VRSTA TOKA	OBIS (EDIS)		
	L1	L2	L3
Trenutni tok	1-x:31.7.0	1-x:51.7.0	1-x:71.7.0
THD toka	1-x:31.x.x	1-x:51.x.x	1-x:71.x.x

x = OBIS kode se lahko razlikujejo med proizvajalci števecv

4.18. Merjenje frekvence, faznega faktorja $\cos\varphi$ (faktor $\tan\varphi$) in faznih kotov

Tabela 37: Zahteve glede merjenja frekvence

FREKVENCA	OBIS (EDIS)
Trenutna frekvenca	1-x:14.7.0

Tabela 38: Zahteve glede izračunavanja faznega faktorja $\cos\varphi$ (faktor $\tan\varphi$)

FAZNI FAKTOR	OBIS (EDIS)			
	L1	L2	L3	SKUPAJ
Trenutni fazni faktor $\cos\varphi$ (faktor $\tan\varphi$)	1-x:33. 7.0	1-x:53. 7.0	1-x:73. 7.0	1-x:13.7.0

Tabela 39: Zahteve glede merjenja faznih kotov

FAZNI KOT	OBIS (EDIS)
$U_2 - U_1$	1-x:81.7.x
$U_3 - U_1$	1-x:81.7.x
$U_3 - U_2$	1-x:81.7.x
$U_1 - I_1$	1-x:81.7.x

$U_2 - I_2$	1-x:81.7.x
$U_3 - I_3$	1-x:81.7.x

x = OBIS kode se lahko razlikujejo med proizvajalci števecv

4.19. Osnovni format merjenih veličin

4.19.1. Direktna priključitev števca

Zahteve v tabeli 42 veljajo za vse števce za direktno priključitev v trifazne štirivodne sisteme. Pooblaščen oseba distribucijskega operaterja mora imeti možnost s pomočjo servisnega programa spreminjati te nastavitve (format).

Tabela 40: Želen format registrov merjenih veličin prikazan na LCD prikazovalniku

MERJENA VELIČINA (REGISTER MERJENE VELIČINE)	FORMAT	OBLIKA FORMATA	ENOTA MERJENE VELIČINE
Energija – normalni način	8.1	0000000.0	kWh, kvarh, kVAh
Energija – testni način	8.3	00000.000	kWh, kvarh, kVAh
Obračunska moč (maximum demand)	5.2	000.00	kW, kvar, kVA
Napetost	4.1	000.0	V
Tok	5.1	000.0	A
Frekvenca	3.1	00.0	Hz
Fazni faktor $\cos\varphi$ (faktor $\tan\varphi$)	4.3	0.000	
Fazni kot	4.1	000.0	°

Dovoljena so tudi manjša odstopanja v številu decimalnih mest.

4.19.2. Polindirektna in indirektna priključitev števca

Zahtevana nastavitve v tabeli 43 velja za števce s polindirektnim in indirektnim načinom priključitve v trifazne štirivodne sisteme za osnovni (sekundarni) način merjenja (brez vnesenih konstant za tokovno in napetostno prestavo). S pomočjo servisnega programa mora biti omogočeno spreminjanje teh nastavitvev (Npr.: ob vnosu tokovne ali napetostne prestave).

Tabela 41: Želen format registrov merjenih veličin prikazan na LCD prikazovalniku

MERJENA VELIČINA (REGISTER MERJENE VELIČINE)	FORMAT	OBLIKA FORMATA	ENOTA MERJENE VELIČINE
Energije – normalni način	8.3	00000.000	kWh, kvarh, kVAh
Energije – testni način	8.5	000.00000	kWh, kvarh, kVAh
Obračunska moč (maximum demand)	5.4	0.0000	kW, kvar, kVA
Napetost	4.1	000.0	V
Tok	5.3	0.000	A
Frekvenca	3.1	00.0	Hz
Fazni faktor $\cos\varphi$ (faktor $\tan\varphi$)	4.3	0.000	
Fazni kot	4.1	000.0	°

Dovoljena so tudi manjša odstopanja v številu decimalnih mest.

4.20. Zahteve vezane na shranjevanje obračunskih podatkov

Števec mora omogočati vsaj dva obračunska profila za shranjevanje obračunskih podatkov, ter tri profile za shranjevanje različnih podatkov v različnih časovnih periodah. Če se shranjujejo energije, se shranjujejo kot številna stanja ob zaključku merilne periode. Če v posamezni periodi shranjevanja (MP) pride do izpada električne napetosti in nato do vzpostavitve še v isti periodi, se številna stanja shranijo normalno na koncu te periode. Prav tako se shranijo izračunane povprečne vrednosti napetosti.

V primeru, da do ponovne vzpostavitve napetosti pride v eni od naslednjih period, se najprej zaključi zadnja MP v kateri je prišlo do izpada s številnimi stanji in povprečnimi vrednostmi napetosti.

4.20.1. Mesečni obračunski profil

Podatki, ki se obvezno shranjujejo v mesečni obračunski profil so določeni v tabeli 44. Merilna perioda MP₁ mora biti nastavljena. Kapaciteta pomnilnika za mesečni obračunski profil mora biti takšna, da so po sistemu FIFO vedno na voljo podatki iz tabele 44 vsaj za zadnjih 12 vpisov.

Tabela 42: Podatki, ki se shranjujejo v mesečni obračunski profil

ZAP. ŠT.	OBIS KODA	OPIS REGISTRA
1	0-0:1.0.0	Ura (Čas/Datum)
2	1-x:1.8.0	Prejeta delovna energija skupaj (kWh)
3	1-x:1.8.1	Prejeta delovna energija v T ₁ (kWh)
4	1-x:1.8.2	Prejeta delovna energija v T ₂ (kWh)
5	1-x:2.8.0	Oddana delovna energija skupaj (kWh)
6	1-x:2.8.1	Oddana delovna energija v T ₁ (kWh)
7	1-x:2.8.2	Oddana delovna energija v T ₂ (kWh)
8	1-x:3.8.0	Prejeta jalova energija skupaj (kvarh)
9	1-x:3.8.1	Prejeta jalova energija v T ₁ (kvarh)
10	1-x:3.8.2	Prejeta jalova energija v T ₂ (kvarh)
11	1-x:4.8.0	Oddana jalova energija skupaj (kvarh)
12	1-x:4.8.1	Oddana jalova energija v T ₁ (kvarh)
13	1-x:4.8.2	Oddana jalova energija v T ₂ (kvarh)
17	1-x:1.6.0	P+ Največja povprečna moč skupaj (kW)
18	1-x:1.6.1	P+ Največja povprečna moč v T ₁ (kW)
19	1-x:1.6.2	P+ Največja povprečna moč v T ₂ (kW)
20	1-x:2.6.0	P- Največja povprečna moč skupaj (kW)
21	1-x:2.6.1	P- Največja povprečna moč v T ₁ (kW)
22	1-x:2.6.2	P- Največja povprečna moč v T ₂ (kW)
23	1-x:3.6.0	R+ Največja povprečna jalova moč v skupaj (kvar)
24	1-x:3.6.1	R+ Največja povprečna jalova moč v T ₁ (kvar)
25	1-x:3.6.2	R+ Največja povprečna jalova moč v T ₂ (kvar)
26	1-x:4.6.0	R- Največja povprečna jalova moč v skupaj (kvar)
27	1-x:4.6.1	R- Največja povprečna jalova moč v T ₁ (kvar)
28	1-x:4.6.2	R- Največja povprečna jalova moč v T ₂ (kvar)

x = OBIS kode se lahko razlikujejo med proizvajalci števecov

Obračunski registri moči se po vpisu resetirajo.

4.20.2. Dnevni obračunski diagram

Kapaciteta pomnilnika za dnevni obremenilni diagram mora biti takšna, da je po sistemu FIFO v števcu vedno na voljo podatkov za vsaj 45 vpisov (45 dni). Podatki, ki se morajo shranjevati v dnevni obračunski profil (vsak dan ob 24:00 uri) so razvidni v tabeli 45.

Tabela 43: Dnevni obračunski profil

ZAP. ŠT.	OBIS KODA	OPIS REGISTRA
1	0-0:1.0.0	Ura (Čas/Datum)
2	0-1:96.x.x	Status register
3	1-x:1.8.0	Prejeta delovna energija Skupaj (kWh)
4	1-x:1.8.1	Prejeta delovna energija v T_1 (kWh)
5	1-x:1.8.2	Prejeta delovna energija v T_2 (kWh)
6	1-x:2.8.0	Oddana delovna energija Skupaj (kWh)
7	1-x:2.8.1	Oddana delovna energija v T_1 (kWh)
8	1-x:2.8.2	Oddana delovna energija v T_2 (kWh)
9	1-x:3.8.0	Prejeta jalova energija Skupaj (kvarh)
10	1-x:4.8.0	Oddana jalova energija Skupaj (kvarh)

x = OBIS kode se lahko razlikujejo med proizvajalci števcov

Pri dnevnem obračunskem profilu (dnevni LP) se obračunski registri moči po vpisu ne resetirajo kot to velja za mesečni obračunski profil.

4.20.3. Prvi obremenilni diagram (LP_1)

Perioda shranjevanja podatkov v LP_1 mora biti programabilna, nastavljena mora biti na $MP_1=15$ min. MP_1 je namenjena za merjenje in izračun povprečnih vrednosti, ki se uporabljajo za razne obračunske namene. Merilna perioda MP_1 mora biti nastavljiva, omogočati mora vsaj naslednje nastavitve: 1, 5, 10, 15, 30 in 60 min. Nastavljena mora biti na $MP_1=15$ min. Kapaciteta pomnilnika za prvi LP_1 pri shranjevanju podatkov v tabeli 46 mora biti takšna, da je po sistemu FIFO v števcu vedno na voljo minimalno 3840 vpisov.

Tabela 44: Podatki, ki se shranjujejo v prvi LP_1

ZAP. ŠT.	OBIS KODA	OPIS REGISTRA
1	0-0:1.0.0	Ura (Čas/Datum)
2	0-1:96.10.1	LP Status
3	1-x:1.5.0; (1-x:1.8.0)*	Prejeta delovna moč (kW)
4	1-x:2.5.0; (1-x:2.8.0)*	Oddana delovna moč (kW)
5	1-x:3.5.0; (1-x:3.8.0)*	Prejeta jalova moč (kvar)
6	1-x:4.5.0; (1-x:4.8.0)*	Oddana jalova moč (kvar)
7	1-x:21.5.0; (1-x:21.8.0)*	Prejeta delovna moč v fazi L_1 (kW)
8	1-x:41.5.0; (1-x:41.8.0)*	Prejeta delovna moč v fazi L_2 (kW)
9	1-x:61.5.0; (1-x:61.8.0)*	Prejeta delovna moč v fazi L_3 (kW)

X = OBIS kode se lahko razlikujejo med proizvajalci števcov

*velja za primer shranjevanja števnih stanj oziroma energij (kWh) ob koncu vsake MP_1 .

Dovoljena je tudi registracija števnih stanj ob koncu merilne periode.

4.20.4. Drugi obremenilni diagram (LP₂)

Perioda shranjevanja podatkov v LP₂ mora biti programabilna od 1 do vsaj 60 minut. Omogočati mora vsaj naslednje nastavitve: 1, 5, 10, 15, 30 in 60 min. Nastavljena mora biti na MP₂=10 min.

Drugi LP je namenjen za shranjevanje podatkov o omrežju:

- povprečnih vrednosti napetosti,
- povprečnih vrednosti tokov,
- povprečnih vrednosti faznih faktorjev, itd.

Tabela 45: Podatki, ki se shranjujejo v drugi LP₂

ZAP. ŠT.	OBIS KODA	OPIS REGISTRA
1	0-0:1.0.0	Ura (Čas/Datum)
2	0-1:96.x.x	LP Status
3	1-x:32.2x.0	Povprečna vrednost napetosti v fazi L ₁ (V)
4	1-x:52.2x.0	Povprečna vrednost napetosti v fazi L ₂ (V)
5	1-x:72.2x.0	Povprečna vrednost napetosti v fazi L ₃ (V)
6	1-x:31.2x.0	Povprečna vrednost toka v fazi L ₁ (A)
7	1-x:51.2x.0	Povprečna vrednost toka v fazi L ₂ (A)
8	1-x:71.2x.0	Povprečna vrednost toka v fazi L ₃ (A)
9	1-x:33.2x.0	Povprečna vrednost faznega faktorja v fazi L ₁
10	1-x:53.2x.0	Povprečna vrednost faznega faktorja v fazi L ₂
11	1-x:73.2x.0	Povprečna vrednost faznega faktorja v fazi L ₃

x = OBIS kode se lahko razlikujejo med proizvajalci

Za snemanje podatkov zapisanih v zgornji tabeli mora kapaciteta pomnilnika po sistemu FIFO zadoščati vsaj za 1440 vpisov.

4.20.5. Tretji obremenilni diagram (LP₃)

Merilna perioda shranjevanja podatkov (MP₃) v tretji obremenilni diagram (LP₃) mora biti programabilna od 1 do 60 minut. Omogočati mora vsaj naslednje nastavitve: 1, 5, 10, 15, 30 in 60 min. Nastavljena mora biti na MP₃=1 min.

4.21. Podatki na čelni plošči števca in pokrovu priključnice

Zraven vseh podatkov, ki jih zahtevajo meroslovni in ostali predpisi, morajo biti na čelni plošči števca izpisani tudi dodatni podatki, ki jih zahteva distribucijski operater. Na čelni plošči pod LCD prikazovalnikom mora biti rezerviran prostor za izpis razlage OBIS kod, ki so v pomoč uporabniku sistema za lažje razumevanje prikazanih podatkov na LCD prikazovalniku. Podatki na čelni plošči števca morajo biti zapisani v slovenskem jeziku.

Vsebinski zapis sta lahko sledeči:

a) velja za čelne plošče z omejenim prostorom

0.0.0	Številka naprave	.2.	Kumulativni maksimum
0.1.0	Števec obračunov	.4.	Trenutna srednja vrednost
F.F.	Funkcijska napaka	.6.	Maksimum moč P_{max}
1. .	Delovna moč (energija) +	.8.	Energija
2. .	Delovna moč -	. .T	Tarifa (T=1,2...6)
3. .	Jalova moč +	0.1.0	Števec obračunov
4. .	Jalova moč -	0.9.1	Čas
9. .	Navidezna moč +	0.9.2	Datum
10. .	Navidezna moč -	C.6.0	Stanje baterije

b) velja za čelne plošče z zadostnim prostorom

8.8.8...	Test LCD zaslona	0.1.0	Števec obračunov	0.9.1	Čas
F.F.	Funkcijska napaka	C.6.0	Stanje baterije	0.9.2	Datum
0.0.0	Identifikacija				

A+	A-	R+	R-	S+	S-	OPIS
1.4.0	2.4.0	3.4.0	4.4.0			Trenutna srednja vrednost moči
1.6.T	2.6.T	3.6.T	4.6.T			Maksimum moč P_{max}
1.8.0	2.8.0	3.8.0	4.8.0	9.8.0	10.8.0	Energija ET
1.8.T	2.8.T	3.8.T	4.8.T	9.8.T	10.8.T	Energija po tarifah

Višina znakov mora biti prilagojena prostoru, vendar morajo biti vsaj tako veliki, da jih povprečni uporabnik sistema lahko razločno prebere z oddaljenosti 50 cm, oz. minimalne višine 0,5 mm. Prav tako mora biti prostor za izpis dodatne črtna koda skladno z zahtevami distribucijskega operaterja. Uporabniška črtna koda je skladna z GS1 tip 128 (ISO/IEC 15417, ISO/IEC 15418), in je sestavljena iz šifre tipa (štirje znaki) in tovarniške številke števca (do 10 znakov). Polje tovarniške številke ni končno, ampak je odvisno od dejanske dolžine zapisa tovarniške številke (brez vodečih ničel, če je številka krajša od 10 znakov).

Zahtevana je tudi 2D (QR) oblika črtna koda, ki je sestavljena iz šifre tipa, serijske številke števca, letnice izdelave, uradne oznake MID za delovni števec, uradne oznake odobritve tipa merila za jalovo energijo, tokovnega območja po MID certifikatu, referenčne napetosti in celotnega naziva tipa števca. Oblika zapisa črtna koda mora biti skladna s standardom IEC 18004. Vrstni red je določen v zgornjem stavku, pri čemer morajo biti posamezni podatki ločeni s podpičjem (;).

Pod pokrovom priključnice mora biti v obstojni obliki izpisana vezalna shema števca z vsemi priključnimi sponkami. Izjemoma se dopušča, da je vezalna shema lahko izpisana tudi na čelni plošči števca.

Na čelni plošči morajo biti v slovenskem jeziku izpisani še naslednji podatki:

- oznaka, logotip in ime proizvajalca,
- logotip distribucijskega operaterja,
- tovarniška številka in leto izdelave,
- CE znak z dodatno meroslovno oznako za skladnost merila z zahtevami Pravilnika o merilnih instrumentih (Ur. l. RS, št. 19/16),
- registrska oznaka homologacije po MID, t.j. uradna oznaka in številka priglašene organa,

- uradna oznaka odobritve tipa merila za števec jalove energije skladno s Pravilnikom o načinih ugotavljanja skladnosti za posamezne vrste merilnih instrumentov ter o vrstah in načinih njihove označitve z oznakami skladnosti (Ur. l. RS, št. 72/01, 53/07 in 79/13),
- temperaturno območje delovanja,
- referenčna napetost skladno z SIST EN 62052-11 in SIST EN 50470-1,

meroslovno merilno območje toka po SIST EN 50470-1 in SIST EN 50470-3, za direktne števec 0,5-10 (100 ali 120)A, za transformatorske števec 0,01(0,05)-1(6)A, informacije o točnosti števca za delovno in jalovo energijo, vrednosti impulznih konstant za LED diodi za delovno in jalovo energijo, oznaka zaščite pred posrednim dotikom, dvojna izolacija oziroma razred II.

Testni vzorci ki se opremijo s testno črtno kodo za števec:

- 6210 (testna šifra tipa) + 987654321 (testna tovarniška številka) ali,
- 6210 (testna šifra tipa) + lastna numerična tovarniška številka testnega vzorca.

4.22. Prikaz podatkov na LCD prikazovalniku

Prikazovalnik mora biti izdelan v skladu z zahtevami VDEW. V tovarni mora biti števec konfiguriran tako, da se na LCD prikazovalniku ciklično na 10s izmenjujejo podatki zapisani v tabeli 48. LCD prikazovalnik mora podpirati izpis vseh merskih enot, ki jih meri ali registrira (V, A, kWh, kvarh, kVAh, kW, kvar, kVA).

Zahtevan je LCD prikazovalnik s funkcijo osvetlitve (backlight). Osvetlitev se vključi, ko uporabnik sistema pritisne gumb na števcu za pomikanje po seznamu podatkov. Podprta mora biti funkcija avtomatske prekinitve osvetlitve, ko preteče nastavljeni čas od zadnjega pritiska tipke (funkcija mora biti programabilna).

Osnovna nastavitve:

3 minute po zadnjem pritisku tipke za pomikanje osvetlitev ugasne.

Tabela 46: Podatki, ki se prikazujejo na LCD zaslonu v avtomatskem in ročnem načinu, ter podatki ki se lahko preberejo iz števca (readout)

OBIS KODA	OPIS PODATKA	AVTOMATSKI NAČIN	ROČNI NAČIN	BRALNI NAČIN
F.F	Funkcijska napaka	11	1	1
0-0:0.0.0	Tovarniška številka števca	12	2	2
x-0:0.9.1	Čas	9	3	3
x-0:0.9.2	Datum	10	4	4
x-x:0.4.x	CT vrednost (0.4.2 numerator, 0.4.5 denominator)	13	5	5
x-x:0.4.x	VT vrednost (0.4.2 numerator, 0.4.6 denominator)	14	6	6
1-x:1.4.0	P+ povprečna moč tekoče periode (kW)		7	7
1-x:2.4.0	P- povprečna moč tekoče periode (kW)		8	8
1-x:1.6.0	P+ Največja povprečna moč (kW)		12	9
1-x:1.6.1	P+ Največja povprečna moč v T ₁ (kW)	3	13	10
1-x:1.6.2	P+ Največja povprečna moč v T ₂ (kW)	4	14	11
1-x:2.6.0	P+ Največja povprečna moč (kW)		21	12
1-x:2.6.1	P- Največja povprečna moč v T ₁ (kW)		22	13

1-x:2.6.2	P- Največja povprečna moč v T ₂ (kW)		23	14
1-x:21.6.0	P+ Največja povprečna moč v L ₁ (kW)		34	15
1-x:41.6.0	P+ Največja povprečna moč v L ₂ (kW)		35	16
1-x:61.6.0	P+ Največja povprečna moč v L ₃ (kW)		36	17
1-x:22.6.0	P- Največja povprečna moč v L ₁ (kW)		37	18
1-x:42.6.0	P- Največja povprečna moč v L ₂ (kW)		38	19
1-x:62.6.0	P- Največja povprečna moč v L ₃ (kW)		39	20
1-x:9.6.0	S+ Največja povprečna navidezna moč (kVA)		40	21
1-x:10.6.0	S- Največja povprečna navidezna moč (kVA)		41	22
1-x:1.7.0	P+ Trenutna moč skupaj (kW)		42	23
1-x:2.7.0	P- Trenutna moč skupaj (kW)		43	24
1-x:13.7.0	A+ skupni fazni faktor cosφ (faktor tgφ)		53	25
1-x:32.7.0	Vrednost napetosti v fazi L ₁ (V)		44	26
1-x:52.7.0	Vrednost napetosti v fazi L ₂ (V)		45	27
1-x:72.7.0	Vrednost napetosti v fazi L ₃ (V)		46	28
1-x:31.7.0	Vrednost toka v fazi L ₁ (A)		47	29
1-x:51.7.0	Vrednost toka v fazi L ₂ (A)		48	30
1-x:71.7.0	Vrednost toka v fazi L ₃ (A)		49	31
1-x:14.7.0	Frekvenca (Hz)			32
1-x:81.7.x	Kot med U ₂ – U ₁			33
1-x:81.7.x	Kot med U ₃ – U ₁			34
1-x:81.7.x	Kot med U ₃ – U ₂			35
1-x:81.7.x	Kot med U ₁ – I ₁		50	36
1-x:81.7.x	Kot med U ₂ – I ₂		51	37
1-x:81.7.x	Kot med U ₃ – I ₃		52	38
1-x:1.8.0	A+ Prejeta delovna energija skupaj (kWh)		9	39
1-x:1.8.1	A+ Prejeta delovna energija v T ₁ (kWh)	1	10	40
1-x:1.8.2	A+ Prejeta delovna energija v T ₂ (kWh)	2	11	41
1-x:2.8.0	A- Oddana delovna energija Skupaj (kWh)		18	42
1-x:2.8.1	A- Oddana delovna energija v T ₁ (kWh)	7	19	43
1-x:2.8.2	A- Oddana delovna energija v T ₂ (kWh)	8	20	44
1-x:3.8.0	Q+ Prejeta jalova energija Skupaj (kvarh)		15	45
1-x:3.8.1	Q+ Prejeta jalova energija v T ₁ (kvarh)	5	16	46
1-x:3.8.2	Q+ Prejeta jalova energija v T ₂ (kvarh)	6	17	47
1-x:4.8.0	Q- Oddana jalova energija Skupaj (kvarh)		24	48
1-x:4.8.1	Q- Oddana jalova energija v T ₁ (kvarh)		25	49
1-x:4.8.2	Q+ Oddana jalova energija v T ₂ (kvarh)		26	50
1-x:16.8.0	Neto prejeta delovna energija Skupaj (kWh)		27	51
1-x:21.8.0	A+ Prejeta delovna energija Skupaj v L ₁ (kWh)		28	52
1-x:41.8.0	A+ Prejeta delovna energija Skupaj v L ₂ (kWh)		29	53
1-x:61.8.0	A+ Oddana delovna energija Skupaj v L ₃ (kWh)		30	54
1-x:22.8.0	A- Oddana delovna energija Skupaj v L ₁ (kWh)		31	55
1-x:42.8.0	A- Oddana delovna energija Skupaj v L ₂ (kWh)		32	56
1-x:62.8.0	A- Oddana delovna energija Skupaj v L ₃ (kWh)		33	57

x = OBIS kode se lahko razlikujejo med proizvajalci števec

S števkami je označen vrstni red prikazovanja podatkov na LCD zaslonu. Dodajanje in odzemanje prikazovanih podatkov na LCD zaslonu se izvaja lokalno ali daljinsko. Branje predhodnih obračunskih vrednosti mora biti dostopno preko posebnega menija na LCD prikazovalniku.

4.23. Zahteve glede zaznavanja nepooblaščenih vdorov in goljufij

Števec mora biti opremljen z ustreznimi stikali in tipali, ki zaznavajo spremembe pravilnega stanja števca.

Števec mora biti opremljen s:

- stikalom odprtja pokrova števca, če je pokrov vijačno razdružljiv z dnom,
- stikalom odprtja pokrova priključnice števca,
- tipalom škodljivega tujega magnetnega polja.

Stikalo ali tipalo v primeru spremembe logičnega stanja v števcu sproži dogodek, ki omogoča informacijo, da se je zgodil poizkus nepooblaščenega posega. Stikala in tipala morajo logično delovati tudi v breznapetostnem stanju (funkcija mora biti podprta z dodatnim virom z baterijo ali super kondenzatorjem).

4.24. Zahteve glede nadgradnje programske opreme

Programska oprema števca mora biti sestavljena iz:

- metrološkega dela (nespremenljivega) in,
- aplikacijskega (spremenljivega uporabniškega) dela.

Nadgradnja programske opreme je dovoljena le za aplikacijski (uporabniški) del SW. Za potrebe nadgradnje programske opreme števca, mora imeti distribucijski operater nameščen poseben SW, ki omogoča varen postopek nadgradnje. Nadgradnja se lahko izvede lokalno preko optičnega vmesnika ali oddaljeno iz Merilnega centra (HES).

Upoštevati je potrebno smernice organizacije WELMEC, ki določajo priporočila za programsko opremo. Pri pripravi postopka nadgradnje SW je potrebno upoštevati zraven priporočil WELMEC tudi standarde, ki nastanejo v okviru mandata M/441. Še zlasti tiste, ki se nanašajo na funkcionalne zahteve za nadgradnjo programske opreme (SW) in posebne določbe glede nalaganja in zamenjave programske opreme. Pri zasnovi števca je potrebno zagotoviti, da vsak proces nadgradnje programske opreme ne vpliva na tiste dele števca, ki so pod nadzorom MID. Postopek nadgradnje SW mora upoštevati stroga pravila glede korakov, ki so potrebni, da se zagotovi varna in pregledna nadgradnja.

Ostale zahteve:

- posodobitev uporabniške programske opreme števca mora biti omogočena brez odprtja pokrova števca,
- izmerjeni podatki v števcu morajo biti varno shranjeni, da posodobitev programske opreme nanje ne more vplivati,
- vsaka nova različica programske opreme mora biti v števcu ustrezno evidentirana,
- označevanje verzije uporabniške programske kode mora biti izvedena skladno z veljavnimi predpisi.

4.25. Zahteve glede dvosmerne komunikacije

Dvosmerna komunikacija je zahtevana med:

- števec električne energije - merilni center (v nadaljevanju; MC) pri vseh P2P komunikacijah,

- števec električne energije – ostali števcji na kaskadnem kanalu

Dvosmerna komunikacija mora omogočati najmanj:

- daljinsko odčitavanje merilnih podatkov, alarmov in dogodkov,
- daljinsko upravljanje števca,
- sinhronizacijo časa,
- spreminjanje tarifne sheme (TOU),
- posodobitev uporabniškega dela programske kode.

Enake zahteve glede dvosmerne komunikacije veljajo tudi za optični vmesnik števca.

4.26. Beleženje dogodkov, alarmov in napak

Knjiga dogodkov je organizirana po posameznih področjih v dnevnikih dogodkov ali smiselno kako drugače, vendar morajo biti dogodki po vsebini in vrstnem redu skladni s točko 2.27 ali izjemoma z VDEW.

Vsak dogodek mora biti enoumno evidentiran z identifikacijo kodo s katero je moč ugotoviti povzročitelja dogodka. Števec mora omogočati več različnih dnevnikov dogodkov, podobno kot je opisano v poglavju 2. Vsi dnevniki dogodkov imajo osnovno strukturo čas nastanka dogodka in kodo dogodka.

4.27. Komunikacijske zahteve

Števec mora biti opremljen z vsaj tremi komunikacijskimi vmesniki. To so:

- optični vmesnik IR (I₀);
- komunikacijski vmesnik RS485
- komunikacijski vmesnik za komunikacijo s HES distribucijskega operaterja s podporo PUSH načina pošiljanja podatkov (I₃).

4.27.1. Optični vmesnik I₀

Optični komunikacijski vmesnik je namenjen za lokalno branje in konfiguriranje števca. Tehnične zahteve za ta vmesnik so:

- dvosmerna komunikacija,
- fizikalne lastnosti vmesnika v skladu s SIST EN 62056-46,
 - PHY SIST EN 62056-42,
 - DLL SIST EN 62056-46,
 - APP SIST EN 62056-5-3,
- podpora za interoperabilni komunikacijski protokol DLMS/COSEM v skladu s SIST EN 62056-46 mode E,
- OBIS identifikacijske kode skladne s SIST EN 62056-6-1,
- hitrost od 300 (1200) b/s do 19.200 b/s ali višje. Osnovna nastavitev je 19.200 b/s.

4.27.2. Vmesnik RS485

Komunikacijski vmesnik RS485 (ISO/IEC 8482) je namenjen za priključitev sistemov uporabnika. Hitrost prenosa podatkov mora biti programabilna od 1.200 b/s do najmanj 38.400 b/s, prenos podatkov pa

mora biti skladen z DLMS/COSEM, družino standardov SIST EN 62056. Prek tega vmesnika ne sme biti možno spreminjati konfiguracije števca.

4.27.3. Komunikacijski modul 4G (2G) za komunikacijo s HES distribucijskega operaterja

4G (2G) komunikacijski modul je namenjen za dvosmerno komunikacijo s HES v bralnem in potisnem (PULL/PUSH) načinu.

4.27.3.1. Možne izvedbe komunikacijskega modula

a) LTE Cat 1 modem

Tehnične zahteve za ta vmesnik so:

LTE WAN vmesnik s podporo GPRS;

2G (GPRS) modem, UDP, TCP/IP protokol, IPv4;

4G (LTE) modem, UDP, TCP/IP protokol, IPv4/IPv6;

DLMS/COSEM, družina standardov SIST EN 62056;

VPN klient, ki omogoča vključitev v APN omrežje mobilnih operaterjev.

Zahteve za modem:

1. GPRS podpora za frekvence 900 in 1800 MHz;
2. LTE podpora za frekvence 700, 800, 900 in 1800 MHz
3. ležišče za izmenljivo SIM kartico standardne velikosti oziroma mini (2FF) in/ali podpora za E-SIM,
4. podpora za PIN kodo SIM,
5. podpora APN, uporabniško ime, geslo – možnost vnosa do 19 znakov,
6. Watchdog,
7. podpora izvajanja avtomatskega ponovnega zagona,
8. podpora kreiranju različnih časovnih oken delovanja in načinov delovanja,
9. možnost posodobitve programske opreme (SW) na daljavo ali lokalno preko optičnega vmesnika na števcu,
10. ,
11. dodatni SMA priključek za priključitev zunanje večkanalne antene,
12. priložena večkanalna antena. Komunikacijski modul mora imeti skladno z direktivo R&TTE certificirano tudi zunanjo anteno s 2,5 m dolgim priključnim kablom.

b) LTE Cat M1 modem

Tehnične zahteve za vmesnik so:

- LTE Cat M1 WAN vmesnik s podporo GPRS;
- 2G (GPRS) modem, UDP, TCP/IP protokol, IPv4
- LTE Cat M1 modem, UDP, TCP/IP protokol, IPv4/IPv6;
- DLMS/COSEM, družina standardov SIST EN 62056;
- VPN klient, ki omogoča vključitev v APN omrežje mobilnih operaterjev.

Zahteve za modem:

1. GPRS podpora za frekvence 900 in 1800 MHz,
2. LTE podpora za frekvence 700, 800, 900 in 1800 MHz,
3. ležišče za izmenljivo SIM kartico standardne oziroma mini (2FF) velikosti in/ali podpora za e-SIM,
4. podpora za PIN kodo SIM,
5. podpora APN, uporabniško ime, geslo – možnost vnosa do 19 znakov,
6. Watchdog,
7. podpora izvajanja avtomatskega ponovnega zagona,
8. podpora kreiranju različnih časovnih oken delovanja in načinov delovanja,
9. možnost posodobitve programske opreme (SW) na daljavo ali lokalno preko optičnega vmesnika na števcu,
10. dodatni konektor za priključitev zunanje multiband antene,
11. priložena večkanalna antena. Komunikacijski modul mora imeti skladno z direktivo R&TTE certificirano tudi zunanjo anteno s 2,5 m dolgim priključnim kablom.

Zaželeno je, da novejša tehnologija podpira tudi predhodno tehnologijo.

4.27.4. Komunikacijski modul Ethernet za komunikacijo s HES distribucijskega operaterja

Ethernet komunikacijski modul je namenjen za dvosmerno komunikacijo s HES. Tehnične zahteve za ta vmesnik so:

- Ethernet vmesnik;
- priključek RJ45;
- fizikalne lastnosti skladne z družino standardov IEEE 802.3;
- UDP, TCP/IP protokol, IPv4/IPv6;
- DLMS/COSEM, družino standardov SIST EN 62056;
- zagotavljati zaupnost, celovitost in razpoložljivost.

4.28. Programsko orodje za parametriranje in konfiguriranje števecv električne energije

Programska oprema mora omogočati parametriranje in branje števca prek lokalnega I_0 in I_3 vmesnika. Programski paket je lahko v slovenskem ali angleškem jeziku v windows okolju. Omogočati mora nastavitve naslednjih parametrov:

- nastavitve osnovnih parametrov števca,
- načinov delovanja števca,
- nastavitve pravic dostopa,
- listanje in brisanje sporočil,
- nastavitve časa in datuma,
- zamenjavo tarifnih pravil,
- prikazovanja podatkov na LCD zaslonu,
- , nastavitve funkcij I/O relejev, itd.,
- zamenjavo uporabniškega dela programske opreme (SW),
- vklop in izklop stikalne naprave za omejevanje toka ter nastavitve parametrov omejevalne funkcije,
- branje in shranjevanje parametriranih datotek,

- branje in shranjevanje merilnih in ostalih podatkov (registre, profile, dogodke, alarme...)
- grafični prikaz kazalčnega diagrama napetosti in tokov za hitro odkrivanje napak pri namestitvi,
- prikaz profilov obremenitve v tabelarni in grafični obliki.

Licenčno programsko opremo z licenčno pogodbo mora ponudnik brezplačno predati distribucijskemu operaterju ob oddaji vloge za preveritev skladnosti MKN s temi tehničnimi zahtevami. Omogočeno mora biti brezplačno usposabljanje uporabe programske opreme za pooblaščen izvajalce distribucijskega operaterja in zagotoviti najmanj 5 licenc za distribucijskega operaterja (končno število se določi ob dobavi opreme) z neomejenim časom veljavnosti.

5. MINIMALNE ZAHTEVE ZA MERILNE TRANSFORMATORJE

Za merilne transformatorje je skladno s predpisi zahtevan Certifikat o odobritvi tipa merila izdanega ali potrjenega s strani Urada RS za meroslovje in prva overitev.

5.1. Seznam standardov in predpisov

- Pravilnik o meroslovnih zahtevah za merilne transformatorje za električne števec (Ur. l. RS, št. 30/02 in 28/06);
- Pravilniku o načinih ugotavljanja skladnosti za posamezne vrste merilnih instrumentov ter o vrstah in načinih njihove označitve z oznakami skladnosti (Ur. l. RS, št. 72/01, 53/07 in 79/13);
- SIST EN 60044-1: 2001 Instrument transformers - Part 1: Current transformers;
- SIST EN 61869-1: 2009 Merilni transformatorji - 1. del: Splošne zahteve (IEC 61869-1:2007);
- SIST EN 61869-2: 2013 Instrumentni transformatorji - 2. del: Dodatne zahteve za tokovne transformatorje;
- SIST EN 61869-3: 2012 Merilni transformatorji - 3. del: Posebne zahteve za induktivne napetostne transformatorje.

5.2. Certificiranje

Merilni transformatorji morajo biti certificirani po:

Pravilniku o načinih ugotavljanja skladnosti za posamezne vrste merilnih instrumentov ter o vrstah in načinih njihove označitve z oznakami skladnosti (Ur. l. RS, št. 72/01, 53/07 in 79/13); zagotavljanju varnosti proizvoda in njegove uporabe – znak CE.

5.3. Dodatni zahtevani podatki na tablici merilnega transformatorja

Podatki na tablici merilnega transformatorja morajo biti zapisani v slovenskem jeziku. Zraven vseh zahtevanih podatkov glede meroslovnih in ostalih predpisov, morajo biti na tablici merilnega transformatorja izpisani tudi dodatni podatki, ki jih zahteva distribucijski operater.

Na tablici mora biti rezerviran prostor za izpis uporabniške črtne kode in logotipa distribucijskega operaterja. Če tega prostora ni se namesti dodatna uporabniška tablica. Uporabniška črna koda je skladna z GS1 (EAN) tip 128 (ISO/IEC 15417, ISO/IEC 15418), in je sestavljena iz šifre tipa (štirje znaki) in tovarniške številke merilnega transformatorja. Polje tovarniške številke ni končno ampak je odvisno od dejanske dolžine zapisa tovarniške številke (brez vodečih ničel, če je številka krajša od 10 znakov).

Na testne vzorce proizvajalec za potrebe FAT testa izpiše testno črtno kodo:

7210 (testna šifra tipa) + 987654321 (testna tovarniška številka) ali

7210 (testna šifra tipa) + lastna numerična tovarniška številka testnega vzorca.

Prav tako odtisne logotip distribucijskega operaterja, ki je enak kot v točki 2 teh zahtev. Uradno šifro tipa distribucijski operater podeli proizvajalcu oziroma ponudniku po uspešno opravljenem preverjanju na testnem poligonu (po uspešno opravljenem SAT testu).

5.4. Merilni tokovni transformatorji za priključitev na 0,4 kV omrežje

Merilni tokovni transformatorji (MTT) so običajno izolirani z epoksidnimi smolami ali drugimi izolacijskimi samougasljivimi materiali, skozniške kompaktne ali sestavljive izvedbe (natikanje direktno na zbiralke, lahko razstavljivi), izjemoma s primarnimi priključki (vijačni spoji) za notranjo montažo. MTT morajo dimenzijsko ustrezati uporabi obstoječim nizkonapetostnim priključno merilnim omaricam in nizkonapetostnim stikalnim blokom.

Tabela 47: Minimalne meroslovne in ostale tehnične zahteve za MTT za priključitev na 0,4 kV omrežje

OPIS ZAHTEVE	MINIMALNE VREDNOSTI
Razred točnosti	0,5 ali 0,2
Maksimalna napetost za 0,4 kV om.	0,72 kV
Nazivna frekvenca	50 Hz
Naznačeni primarni tok I_n	100 A, 150 A, 200 A, 250 A, 300 A, 400 A, 500 A, 600 A, 800 A, 1000 A, 1200 A, 1500 A in 2000 A
Trajna preobremenitev	$1,2 \times I_n$
Naznačeni sekundarni tok	5 A
Termični kratkostični tok	$I_{th}=60 I_n$
Dinamični tok	$I_{dyn}=2,5 I_{th}$
Naznačena moč	Od 2,5 VA do 15 VA
Faktor varnosti	FS5
Temperaturno območje	-5°C do +40°C ali širše
Toplotni razred izolacije	B (SIST EN 60044-1)
Izolacijska trdnost	3 kV, 50 Hz, 1 min
Stopnja zaščite <ul style="list-style-type: none">- ohišje- sekundarne priključne sponke	$\geq IP54$ (SIST EN 60529) $\geq IP30$ (SIST EN 60529)
Ustreznost standardom	SIST EN 60044-1, SIST EN 61869-1, SIST EN 61869-2, VDE 0414.
Življenjska doba	≥ 24 let
Izvedba	Skoznjiški kompaktni ali sestavljivi
Ohišje	Izolacijski negorljivi (samo ugasljivi) plastični materiali odporni na UV sevanje, ter staranje zaradi vplivov okolice

5.5. Merilni tokovni transformatorji za priključitev na 10 kV in 20 kV

MTT so običajno izolirani z epoksidnimi smolami in podporne izvedbe. MTT za napetost 35 kV se za potrebe merjenja obračunskih meritev vgrajujejo le izjemoma in se izbirajo posamično od primera do primera in niso zajeti v teh zahtevah.

MTT morajo biti primarno prevezljivi, (dva primarna navitja za dve prestavi) z minimalno enim merilnim ter enim zaščitnim sekundarnim navitjem. Zahtevana stopnja izolacije je 24 Si 50/125 in velja za MTT, ki se priključujejo v 10 kV in 20 kV omrežje.

Dimenzijsko morajo ustrezati napravam v katere so vgrajeni.

V primeru posebne izvedbe SN stikalnih naprav (plinsko izolirane stikalne naprave, tipski kovinski stikalni bloki, itd.) se lahko uporabijo le tisti tipi merilnih transformatorjev, ki so navedeni v certifikatu tipskega preskusa stikalnega bloka in ustrezajo meroslovnim zahtevam.

Tabela 48: Minimalne meroslovne in ostale tehnične zahteve za MTT za priključitev na 10 kV in 20 kV omrežje

ŠT. ZAHTEVE	OPIS ZAHTEVE	MINIMALNE VREDNOSTI
1	Izvedba	<ul style="list-style-type: none"> Enofazni enopolno izolirani tokovni transformator zalit z epoksidno smolo, dva primarna navitja (primarno prevezljiv MTT), minimalno eno merilno (za obračunske namene) ter eno zaščitno sekundarno navitje.
2	Razred točnosti	0,5 ali 0,2
3	Maksimalna napetost: - za 10kV in 20 kV omrežje	24 kV
4	Nazivna frekvenca	50 Hz
5	Naznačen primarni tok I_n	2x10 A, 2x15 A, 2x20 A, 2x25 A, 2x30 A, 2x40 A, 2x 50 A, 2x 60 A, 2x 75 A, 2x 80 A, 2x 100 A, 2x 150 A, 2x 200 A in 2x 300 A
6	Naznačen sekundarni tok	5 A
7	Termični kratkostični tok	$I_{th} \geq 100 I_n$ (natančneje določi projektant)
8	Dinamični tok	$I_{dyn} = 2,5 I_{th}$
9	Naznačena moč	Od 2,5 VA do 15 VA
10	Faktor varnosti	FS5
11	Temperaturno območje delovanja	-5°C do +40°C
12	Toplotni razred izolacije	B (SIST EN 60044-1)
13	Vzdržna napetost - za napetost 24 kV	50 kV, 50 Hz, 1 min
14	Udarne napetost (1,2/50 μ s) - za napetost 24 kV	125 kV
15	Stopnja zaščite - sekundarna priključnica	\geq IP54 (SIST EN 60529)

16	Tipski preizkus za merilne transformatorje, ki so sestavni del stikalnega bloka	Poročilo o tipskem preskusu SN stikalnega bloka z vgrajenimi instrumentnimi transformatorji
17	Življenjska doba	≥ 24 let
18	Ustreznost standardom	SIST EN 60044-1; SIST EN 61869-1; SIST EN 61869-2. VDE 0414

5.6. Merilni napetostni transformatorji za priključitev na 10 kV in 20 kV

Zahtevani so enopolno izolirani napetostni merilni transformatorji (MNT). MNT mora biti konstrukcijsko zasnovan tako, da se na primarni strani enostavno namesti zaščitna naprava (varovalka).

MNT morajo dimenzijsko ustrezati napravam v katere so vgrajeni.

V primeru posebne izvedbe SN stikališča (SF₆ izolirano stikališče, tipski kovinski stikalni bloki, itd.) se lahko uporabijo le tisti tipi MNT, ki so navedeni v certifikatu tipskega preskusa stikalnega bloka.

Tabela 49: Minimalne meroslovne in ostale tehnične zahteve za MNT

ŠT. ZAHTEVE	OPIS ZAHTEVE	MINIMALNE VREDNOSTI
1	Izvedba	<ul style="list-style-type: none"> Enofazni enopolno izolirani napetostni transformator zalit z epoksidno smolo, Prevezljiva izvedba 10 kV-20 kV v primeru priključitve v 10 kV omrežje minimalno eno merilno (za obračunske namene) ter eno zaščitno sekundarno navitje.
2	Razred točnosti	0,2 ali 0,5
3	Maksimalna napetost: — za 10 kV in 20 kV omrežja	24 kV
4	Nazivna frekvenca	50 Hz
5	Naznačena primarna napetost — Za priključitev na 20 kV omrežje, — Za priključitev na 10 kV omrežje.	$20.000/\sqrt{3}$ V $(10.000 - 20.000)/\sqrt{3}$ V
6	Naznačena sekundarna napetost — za obračunske meritve, — za obratovalne meritve,	$100/\sqrt{3}$ V $100/\sqrt{3}$ V 100/3 V
7	Naznačena moč	15 VA – 75 VA
8	Stopnja izolacije	24 Si 50/125

9	Temperaturno območje delovanja	-5°C do +40°C
10	Toplotni razred izolacije	B (SIST EN 60044-1)
11	Vzdržna napetost	50 kV, 50 Hz, 1 min
12	Izolacijska trdnost sekundarnega navitja	3 kV, 50 Hz, 1 min
13	Udarne napetost (1,2/50 µs)	125 kV
14	Stopnja zaščite — sekundarna priključnica	≥IP54 (SIST EN 60529)
15	Tipski preizkus za merilne transformatorje, ki so sestavni del stikalnega bloka	Poročilo o tipskem preskusu SN stikalnega bloka z vgrajenimi instrumentnimi transformatorji.
16	Življenjska doba	≥ 24 let
17	Ustreznost standardom	SIST EN 60044-1; SIST EN 61869-1; SIST EN 61869-3; VDE 0414.