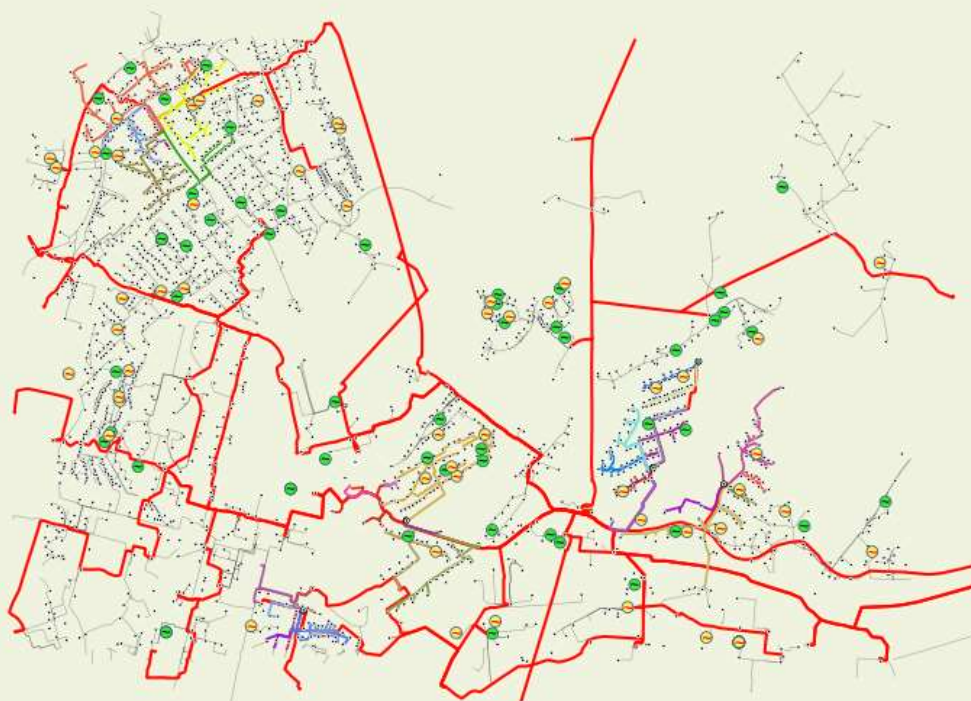
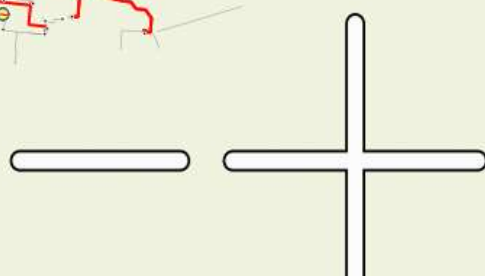


NAČRT RAZVOJA DISTRIBUCIJSKEGA OMREŽJA ELEKTRIČNE ENERGIJE V REPUBLIKI SLOVENIJI ZA DESETLETNO OBDOBJE OD 2023 DO 2032

GEOGRAFSKO OBMOČJE OSKRBE
ELEKTRO PRIMORSKA d.d.



Nova Gorica, 2022





NAČRT RAZVOJA DISTRIBUCIJSKEGA OMREŽJA ELEKTRIČNE ENERGIJE V REPUBLIKI SLOVENIJI ZA DESETLETNO OBDOBJE OD LETA 2023 DO 2032

GEOGRAFSKO OBMOČJE OSKRBE
ELEKTRA PRIMORSKA d.d.

Koordiniral in pripravil:

Gregor Skrt, univ.dipl.inž.el.

Predsednik uprave:

Uroš Blažica, univ.dipl.inž.el.

Vsebina

1	Opredelitev načrta razvoja.....	1
1.1	Usmeritve izvajanja gospodarske javne službe	2
1.2	Izhodišča za izdelavo razvojnega načrta	4
1.3	Prostorski razvoj distribucijskega omrežja	10
1.4	Kriteriji načrtovanja in uporabljena metodologija	11
1.4.1	Kriteriji načrtovanja distribucijskega omrežja	12
1.4.2	Metodologija načrtovanja	22
1.5	Uporabljen sklad podatkov	24
1.6	Cilji razvojnega načrta	24
2	Energetske osnove in analize	26
2.1	Analiza porabe električne energije in obremenitev v preteklem obdobju	26
2.1.1	Analiza odjema	26
2.1.2	Letne konične obremenitve (z izgubami v distribucijskem omrežju) distribucijskega omrežja	28
2.1.3	Izgube v distribucijskem omrežju	29
2.1.1	Analiza sezonskih premaknitev maksimalnih koničnih obremenitev in mesečni odjem električne energije	31
2.2	Razvoj BDP in poraba električne energije	36
2.2.1	Vzajemnost gospodarskega razvoja in poraba električne energije	36
2.2.2	Elastičnost porabe električne energije	38
2.2.3	Stopnja gospodarske razvitosti in poraba električne energije	39
2.2.4	Vpliv pandemije COVID-19 na porabo	41
2.3	Napovedi odjema električne energije in obremenitev v distribucijskem omrežju	43
2.3.1	Prognoza odjema električne energije in konične moči do leta 2042	43
2.3.2	Prognoza maksimalnih obremenitev RTP	47
2.3.3	Prognoza minimalnih obremenitev RTP	48
2.3.4	Napoved porabe električne energije v RTP	49
2.4	Razpršena proizvodnja električne energije	50
2.4.1	Dosedanji obseg razpršene proizvodnje električne energije	50
2.4.2	Napoved proizvodnje električne energije ter potrebne električne moči v distribucijskem omrežju	55
2.4.3	Vpliv razpršene proizvodnje na energetske razmere v omrežju	56
3	Opis izhodiščnega stanja omrežja, obratovanja omrežja in kakovosti	59
3.1	Obratovalne značilnosti omrežja	59
3.1.1	Področje: Zgornje Posočje in Idrijsko – Cerkljanska regija (DE Tolmin)	63



3.1.2 Področje: Spodnja Soška dolina, Goriško in Vipavsko (DE Gorica)	68
3.1.3 Področje: Notranjska in Kras (DE Sežana)	74
3.1.4 Področje: Slovenska Obala in Istra (DE Koper)	82
3.2 Stanje omrežja in njegovih elementov	88
3.2.1 Količina omrežja	88
3.2.2 Števci električne energije	89
3.2.3 Analiza staranja omrežja	90
3.3 Analiza delovanja omrežja in statistika dogodkov za minulo obdobje	95
3.4 Kakovost obratovanja omrežja ter oskrbe odjemalcev	100
3.4.1 Nепrekinjenost	100
3.4.2 Kakovost napetosti	102
3.4.3 Pokazatelji stanja kakovosti električne napetosti	103
3.4.4 Stalni monitoring	104
3.4.5 Sistematični načrtovani monitoring v TP in pri odjemalcih	112
3.4.6 Pregled stanja pritožb odjemalcev zaradi slabe kakovosti napetosti	114
3.4.1 Komercialna kakovost	116
4 Načrt razvoja	117
4.1 Analiza realizacije investicijskih vlaganj v preteklem obdobju	117
4.2 Razvoj in investicijska vlaganja v elektrodistribucijsko infrastrukturo	124
4.2.1 Razvojna problematika DE Tolmin	126
4.2.2 Razvojna problematika DE Gorica	135
4.2.3 Razvojna problematika DE Sežana	141
4.2.4 Razvojna problematika DE Koper	145
4.2.5 Visokonapetostno 110 kV omrežje	152
4.2.6 RTP 110/20 kV in SN/SN	154
4.2.7 Razdelilne postaje RP na srednji napetosti	161
4.2.8 Srednjenapetostno (SN) omrežje	166
4.2.9 Transformatorske postaje (TP)	176
4.2.10 Nizkonapetostno (NN) omrežje	179
4.2.11 Zbirni pregled fizičnega obsega vlaganja v razvoj SN in NN omrežja glede na vzroke	182
4.3 Napredna distribucijska omrežja	189
4.3.1 Razvoj sistemov obratovanja, vodenja in zaščite	191
4.3.2 Napredni merilni sistemi	198
4.3.3 Razvoj naprednih distribucijskih omrežji in projekti pametnih omrežji	201
4.3.4 Razvoj telekomunikacijskega sistema	209

4.3.5 Digitalizacija in razvoj informacijske podpore procesom (procesna informatika)	219
4.3.6 Razvoj storitev za uporabnike distribucijskega sistema	228
4.3.7 Povečanje spoznavnosti omrežja in storitve prožnosti	229
4.4 Razvoj omrežja zaradi vključevanja razpršenih virov	235
4.5 Razvoj omrežja zaradi polnilnic za električna vozila in toplotnih črpalk	238
4.5.1 Polnilnice za električna vozila, e-mobilnost	238
4.5.2 Toplotne črpalke	243
4.6 Struktura SN in NN omrežja	244
4.6.1 Splošno o optimizaciji strukture	244
4.6.2 Kabliranje omrežja	244
4.6.3 Razvoj omrežja v smislu zmanjšanja ranljivosti omrežja	246
4.7 Druge načrtovane investicije	249
4.7.1 Poslovna informatika	249
4.7.2 Oprema-orodje in mehanizacija	250
4.7.3 Gradbeni objekti	251
4.8 Znižanje izgub in znižanje starostne strukture transformatorjev	252
4.9 Ocena potrebnih finančnih sredstev za realizacijo načrta razvoja	254
4.9.1 Ocenjena investicijska vlaganja v primarno EDI po vzrokih	254
4.9.2 Ocenjena potrebna investicijska sredstva delitev po območjih napajanja RTP	256
4.9.3 Ocenjena potrebna investicijska sredstva	257
4.9.4 Realizacija investicij in predvidena investicijska sredstva	259
4.10 Ocena realizacije načrta razvoja v smislu zagotovitve virov investiranja	262
4.11 Ocena pričakovanih učinkov investicijskih vlaganj	263
5 Sklep	266
5.1 Sklepna ocena preteklih vlaganj in njihovih učinkov	266
5.2 Sklepna ocena načrtovanih vlaganj in njihovega učinka	267
5.3 Sklepna ocena problematike umeščanja objektov v prostor	269
5.4 Sklepna ocena načrta razvoja za naslednje desetletno obdobje s poudarkom na prvi dve leti	270



Seznam uporabljenih kratic

ADMS	eng. Advanced Distribution Management System (sistem vodenja),
AI	Umetna inteligenca (strojno učenje),
AMI	eng. advanced metering infrastructure ,
AMM	eng. advanced metering management,
BESS	eng. Battery Energy Storage System (baterijski hranilnik električne energije),
ČHE	črpalna Hidro Elektrarna,
DCV	daljinski center vodenja,
DEES	distribucijski elektroenergetski sistem,
DMS	distribution Management System,
DV	daljnovod,
DVPLM	daljinsko vodeno pragovno ločilno stikalo,
DWH	data warehouse,
ENP	železniška energetska napajalna postaja,
EP	Elektro Primorska d.d.,
EV	vozilo na električni pogon in baterijo,
GIS	geografski Informacijski sistem,
HE	Hidro elektrarna,
IKT	informacijsko komunikacijske tehnologije,
IT	Informacijska tehnologija,
KB	kablovod,
kW	kilovat,
kWh	kilovatna ura,
NEP	nacionalni energetske program,
NN	nizka napetost ,
NNO	nizkonapetostno omrežje,
NR	načrt razvoja omrežja,
NOS	normalno obratovalno stanje,
OVE	obnovljivi viri energije,
RP	razdelilna postaja na SN nivoju,
RTP	razdelilna transformatorska postaja,
RV	razpršeni vir,
SE	sončna elektrarna,
SN	srednja napetost,
SODO	sistemski operater distribucijskega omrežja,

SPTE	soproizvodnja toplote in električne energije,
TČ	toplotna črpalka,
TP	transformatorska postaja,
TR	transformator,
UKV	ultra kratki val (radijske zveze),
URE	učinkovita raba električne energije,
GD	gradbeno dovoljenje,
VE	vetrna elektrarna,
VN	visoka napetost.

1 Opredelitev načrta razvoja

Namen desetletnega načrta razvoja omrežja Elektra Primorske d.d. je prikazati tehnično in ekonomsko utemeljen obseg investicij v distribucijsko omrežje za obdobje od leta 2023 do 2032 ter na ta obdobje vezana investicijska vlaganja potrebna za optimalno obratovanje distribucijskega elektroenergetskega sistema v naslednjem obdobju.

Izhodiščno leto razvojnega načrta je leto 2023 in z upoštevanjem do sedaj znanih izhodišč v letu 2021. Težišče načrta razvoja omrežja sta prvi dve leti desetletnega obdobja, torej leti 2023 in 2024.

Izhodišča za razvojni načrt izhajajo iz usmeritev energetskega politik in iz teh izhajajočih energetskega izhodišč, stanja elementov omrežja in stanja tehnike, ki vpliva na optimizacijo in način zagotavljanja ustrezne kakovosti odjemalcem. Kot temelj za izdelavo načrta služi zakon o oskrbi z električno energijo (ZOE), ki podaja osnovne okvire izdelave tega razvojnega načrta in temeljne usmeritve.

Spremembe, ki izhajajo iz energetskega politik predstavljajo nove izzive še posebej distribuciji električne energije, kjer se dogajajo ključne spremembe. Razvoj elektroenergetskega distribucijskega omrežja bo ob aktivni vlogi odjemalcev omogočal prehod na nizkoogljično družbo s povečanjem deleža proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov energije in elektrifikacije transporta in ogrevanja.

Da bi to dosegli je ključnega pomena digitalizacija obstoječih delovnih procesov, še posebej procesa obratovanja in razvoja in nadgradnja le-teh. Digitalna transformacija zahteva širitev obstoječih delovnih procesov in oplemenitenje delovnih procesov z novimi pretoki podatkov na vseh področjih dela za lažje delo.

Tehnologije aktivnih omrežji temeljijo na digitalizaciji in pospešitvi procesov vodenja, obratovanja in razvoja omrežja z upoštevanjem aktivnih elementov in servisov odjemalcem z vpeljavo prožnosti proizvodnje in odjema.

Ključna je regulacija aktivnih elementov odjema in proizvodnje na osnovi stanja sistema. S tem omogočimo učinkovito izrabo obstoječega električnega omrežja ob predvidenem porastu obremenitev v celotni življenjski dobi, kljub povečanju moči odjema in pretokov moči zaradi elektrifikacije prometa, ogrevanja in proizvodnje razpršenih virov, hkrati pa poda potreben obseg ojačitev omrežja ob upoštevanju teh izhodišč. Koliko bomo v prihodnje prožnost uporabljali je odvisno tudi od razvoja tehnologije na tem področju.

Načrt razvoja distribucijskega omrežja Elektra Primorska d.d. temelji na tehnično – ekonomskih kriterijih in se ravna v skladu z načelom napredne in najboljše dosegljive tehnologije. Investicije so načrtovane v skladu s študijskimi usmeritvami, ki so navedene med literaturo in predstavljajo izhodišče za obseg investicij.

Pri gradnji se uporablja take gradbene in tehnične rešitve, ki brez nesorazmernih stroškov v največji možni meri zagotavljajo varnost distribucijskega omrežja, zanesljivost delovanja, kvalitetno dobavo električne energije in varovanje okolja.

Razvojni načrt je posledica usklajevanja tehničnih in drugih oddelkov celotnega podjetja Elektro Primorske d.d., nastal je na podlagi zadnjih podatkov in najboljših zmožnosti za oceno potrebnih investicijskih vlaganj v omrežje.

1.1 Usmeritve izvajanja gospodarske javne službe

SODO d. o. o. (v nadaljevanju: SODO) kot distribucijski operater (v nadaljevanju: DO) najmanj vsaki dve leti objavi in predloži Agenciji za energijo (v nadaljevanju: agencija) pregleden razvojni načrt distribucijskega sistema (v nadaljevanju: RN) za naslednjih deset let, skladno z Aktom o metodologiji za izdelavo razvojnih načrtov elektrooperaterjev.

Razvojni načrt je dokument za celotno območje Republike Slovenije s pregledom obstoječega stanja, potrebnih investicij v distribucijski sistem in oceno pričakovanega stanja distribucijskega sistema.

Pri izdelavi RN distribucijskega sistema električne energije so za izhodišča upoštevane zahteve, ki izhajajo iz veljavnih pravnih aktov in dokumentov, ki urejajo področje energetike, elektroenergetike in distribucije električne energije, kjer so vključene tudi zahteve in usmeritve iz direktiv in predpisov Evropske skupnosti s področja oskrbe z energijo in rabe energije.

SODO ima na podlagi 72. člena Zakona o oskrbi z električno energijo (Uradni list RS, št. 172/21; v nadaljevanju: ZOEE) in koncesijske pogodbe od dne 1. 7. 2007 na celotnem območju Republike Slovenije izključno pravico opravljati gospodarsko javno službo dejavnost distribucijski operater.

Izvajanje gospodarske javne službe distribucije električne energije je opredeljeno tudi v tem RN. Usmeritve so predvsem v smeri zagotavljanja varne, dolgoročne, zanesljive, kakovostne, učinkovite in konkurenčne oskrbe uporabnikov distribucijskega sistema z električno energijo in zagotoviti uporabnikom, da aktivno sodelujejo v distribucijskem sistemu.

Ključne naloge DO, povezane z njegovo vizijo in poslanstvom so:

- nadaljnje omogočanje nemotenega delovanja trga z električno energijo, s povezovanjem in združevanjem deležnikov pri distribuciji električne energije v Sloveniji,
- zagotavljanje varnih, zanesljivih in kakovostnih storitev vsem uporabnikom omrežja na transparenten in stroškovno učinkovit način ter omogočiti uporabnikom enostavno in uravnoteženo priključevanje ter njihovo aktivno vlogo v distribucijskem sistemu,
- zagotavljanje omrežja, ki bo zadostilo potrebam uporabnikov distribucijskega omrežja po kakovostni električni energiji in omogočalo spodbujanje gospodarstva,
- zagotavljanje enake obravnave vseh uporabnikov omrežja, s stalno skrbjo za okolje,
- uvajanje sodobnih tehnologij, poenotenih tehničnih rešitev z uporabo prenosa dobre prakse, zagotoviti varno in zanesljivo obratovanje, razvoj in vzdrževanje omrežja,
- nudenje celovitih informacij in izmenjavo podatkov vsem udeležencem na trgu z električno energijo na enem mestu,
- opolnomočenje uporabnikov distribucijskega sistema za energetski prehod,
- zagotoviti harmonizacijo obnovljivih virov energije in polnilne infrastrukture za e-mobilnost z omrežjem,
- zagotoviti optimalno informacijsko varnost informacijskih tehnologij,
- uvedba naprednih pristopov k obratovanju in načrtovanju razvoja distribucijskega sistema,
- izvedba ukrepov za optimalno informacijsko varnost informacijskih tehnologij,
- sodelovanje s slovenskimi in evropskimi in z elektroenergetskimi institucijami in univerzami.
- RN je tudi osnova za doseganje strateških ciljev DO na področju distribucije električne energije, kot so:
 - zagotoviti enakopravne pogoje na trgu z električno energijo tako za dobavitelje, odjemalce kot tudi proizvajalce električne energije,
 - dolgoročna usmerjenost k dviganju zanesljivosti dobave električne energije (ustrezno načrtovanje omrežja: podzemna izvedba vodov ...) končnim odjemalcem,



- večja ekonomska učinkovitost in povečanje zanesljivosti elektroenergetskega sistema,
- povečanje energetske učinkovitosti elektrodistribucijske infrastrukture,
- spodbujanje investiranja v distribucijski sistem z uporabo okolju prijaznih rešitev in najsodobnejših tehnologij,
- zagotavljanje pogojev za priključevanje novih uporabnikov v razumnih rokih in z razumnimi stroški,
- z uporabo enotnih kriterijev in postopkov načrtovanja razvoja omrežja zagotoviti poenoten koncept razvoja distribucijskega sistema na celotnem območju Republike Slovenije.

1.2 Izhodišča za izdelavo razvojnega načrta

Zelo obširen energetski zakon je imel zadnjo novelacijo maja 2020. Odtlej je bilo sprejetih več zakonov, v katere je Republika Slovenija prenesla evropske direktive iz svežnja čiste energije za Evropejce in s katerimi se je energetski zakon razdelil na več zakonov.

- Tako je bil v letu 2020 sprejet nov Zakon o učinkoviti rabi energije, ki določa ukrepe za spodbujanje energetske učinkovitosti, povečanje učinkovite rabe energije in izboljšanje energetske učinkovitosti stavb ter pristojnosti organov, ki opravljajo naloge po tem zakonu, in izvajanje politike države na področju energetske učinkovitosti.
- V letu 2021 je bil sprejet Zakon o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije, ki med drugim ureja izvajanje politike države in občin na področju rabe obnovljivih virov energije, določa zavezujoči cilj za delež energije iz obnovljivih virov v bruto končni porabi v Republiki Sloveniji ter ukrepe za doseganje tega cilja in načine njihovega financiranja.
- Konec leta 2021 je bil sprejet še Zakon o oskrbi z električno energijo, ki določa pravila delovanja trga z električno energijo, proizvodnje, prenosa, distribucije, shranjevanja in dobave električne energije, pravice in varstvo končnih odjemalcev, načine in oblike izvajanja gospodarskih javnih služb na področju prenosa in distribucije električne energije in trga z električno energijo.

V javni obravnavi je predlog Zakona o energetski politiki, ki bo urejal načela energetske politike, ukrepe upravljanja energetske politike, opredeljeval energetske infrastrukture ter uredil nekatera skupna vprašanja na področju energetike. Ta zakon je tudi zadnji področni zakon, ki se izloča iz obstoječega energetskega zakona, ki bo tako z dnem uveljavitve tega zakona prenehal veljati.

Pomembni dokumenti za pripravo tega RN so tudi:

- Zakon o urejanju prostora (uradni list RS, št. 199/21),
- Zakon o ukrepih za omilitev posledic dviga cen energentov v gospodarstvu in kmetijstvu (Uradni list RS, št. 29/22),
- Uredba o energetski infrastrukturi (Uradni listi RS, št. 22/16 in 173/21),
- Uredba o vzpostavitvi infrastrukture za alternativna goriva v prometu (Uradni list RS, št. 41/17, 121/21 – ZSROVE in 172/21 – ZOEE),
- Uredba o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 43/22),
- Uredba o obnovljivih virih energije v prometu (Uradni list RS, št. 208/21),
- Uredba o vzdrževalnih delih v javno korist na področju energetike (Uradni list RS, št. 37/18),
- Akt o določitvi metodologije za izdelavo razvojnih načrtov elektrooperaterjev (Uradni list RS, št. 41/22 in 44/22 – popr.),
- Sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem električne energije (Uradni list RS, št. 7/21),
- Pogodba o najemu in izvajanju storitev za SODO d.o.o.

Strateški razvojni dokumenti:

- Celoviti nacionalni energetski in podnebni načrt Republike Slovenije (NEPN) (VRS, 28. 2. 2020),
- Strategija razvoja Slovenije 2030 (VRS, 7. 12. 2017),
- Resolucija o Dolgoročni podnebni strategiji Slovenije do leta 2050 (Uradni list RS, št. 119/21),
- Strategija na področju razvoja trga za vzpostavitev ustrezne infrastrukture v zvezi z alternativnimi gorivi v prometu (VRS, 12. 10. 2017),

- Resolucija o nacionalnem programu razvoja prometa v Republiki Sloveniji za obdobje do leta 2030 (Uradni list RS, št. 75/16 in 90/21),
- Resolucija o Nacionalnem energetskega programu (Uradni list RS, št. 57/04),
- Strategija razvoja prometa v Republiki Sloveniji do leta 2030 (MZI, junij 2017),
- Akcijski program za alternativna goriva v prometu (VRS, 6. 6. 2019).

Veljavni pravni akti Evropske skupnosti s področja oskrbe z električno energijo so:

- Evropski zeleni dogovor,
- Uredba (EU) 2019/943 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 5. junija 2019 o notranjem trgu električne energije,
- 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,
- Direktiva 2005/89/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 18. 1. 2006 o ukrepih za zagotavljanje zanesljivosti oskrbe z električno energijo in naložb v infrastrukturo,
- Direktiva 2014/94/EU Evropskega parlamenta in Sveta o vzpostavitvi infrastrukture za alternativna goriva,
- Direktiva (EU) 2018/2001 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 11. decembra 2018 o spodbujanju uporabe energije iz obnovljivih virov (prenovitev),
- Strategija za trajnostno in pametno mobilnost – usmerjanje evropskega prometa na pravo pot za prihodnost (9. 12. 2020).

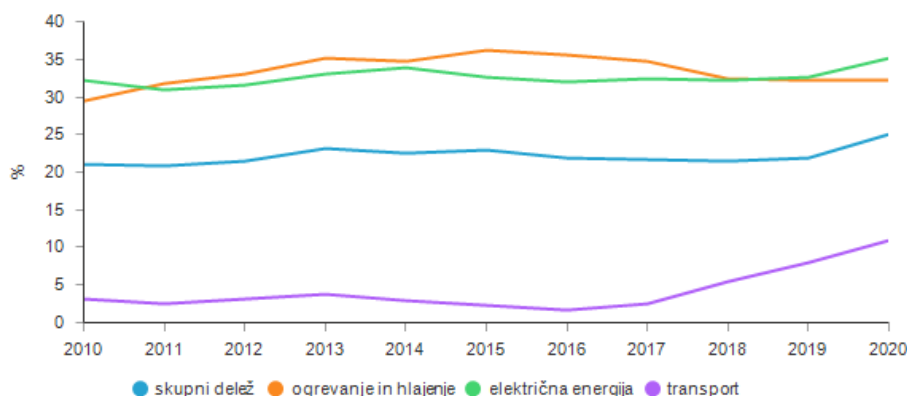
Na podlagi koncesijske pogodbe je SODO z elektrodistribucijskimi podjetji, ki so lastniki elektrodistribucijske infrastrukture (v nadaljevanju: pogodbeni izvajalci nalog SODO), sklenil pogodbe o najemu elektrodistribucijske infrastrukture in izvajanju storitev za distribucijskega operaterja (v nadaljevanju: pogodba o najemu).

Izhodišča za razvojni načrt postavlja 76. člen ZOEE:

- distribucijski operater pri pripravi razvojnega načrta kot temeljni kriterij upošteva zagotavljanje zanesljivega obratovanja distribucijskega sistema in doseganje ustreznega nivoja kakovosti oskrbe z električno energijo ob čim manjših stroških za uporabnike in s čim manjšim vplivom na okolje,
- distribucijski operater analizira obstoječe razmere na distribucijskem sistemu električne energije, pri čemer analiza predstavlja izhodišče za načrtovanje,
- distribucijski operater opravi izračun ključnih kazalnikov uspešnosti,
- distribucijski operater napove porabo in proizvodnjo električne energije ter potrebno električno moč ločeno za področja elektrifikacije prometa, elektrifikacije ogrevanja in preostalega odjema za več scenarijev, ki temeljijo na nacionalnih strategijah razvoja in scenariju, ki je pričakovan glede na dejansko dinamiko razvoja,
- distribucijski operater pripravi načrt naložb v elektrodistribucijsko infrastrukturo za območje koncesije s posebnim poudarkom na glavni distribucijski infrastrukturi, potrebni za priključitev novih proizvodnih zmogljivosti in novih odjemalcev na podlagi najverjetnejšega scenarija, pri čemer upošteva:
- razvojne usmeritve iz Celovitega nacionalnega energetskega in podnebne načrta,
- dolgoročne študije razvoja elektrodistribucijskega sistema na območju svoje pristojnosti,
- kriterije načrtovanja,

- lastne podatke o potrebni električni energiji in potrebni moči na priključnih mestih, podatke o električni energiji in moči na priključnih mestih systemskega operaterja, odjemalcev in proizvajalcev priključenih na distribucijski sistem,
- analize napovedi porabe in proizvodnje.
- o soglasju k razvojnemu načrtu mora odločiti agencija v roku treh mesecev od prejema vloge.

Direktiva o spodbujanju uporabe energije iz obnovljivih virov zavezuje Slovenijo k doseganju 25-odstotnega deleža energije iz obnovljivih virov v bruto končni rabi energije za leto 2020. Da bi zastavljeni cilj dosegla, je Slovenija morala manjkajoči delež energije iz obnovljivih virov zagotoviti z mehanizmom statističnega prenosa obnovljive energije iz druge države članice EU. Doseženi delež za 2020 je v Sloveniji znašal 24,1 % in zato je Slovenija na podlagi sporazuma s Češko izvedla statistični prenos 465 GWh energije iz obnovljivih virov. Z upoštevanjem statističnega prenosa obnovljive energije je tako delež energije iz obnovljivih virov v bruto končni porabi energije v Sloveniji v letu 2020 znašal 25 %. V sektorju ogrevanja in hlajenja je ta delež znašal 32,1 %, v sektorju električne energije 35,1 %, v sektorju transporta pa 10,9 %, s čimer je bil dosežen tudi sektorski cilj za transport (10 %).



Slika 1) Delež obnovljivih virov v bruto končni rabi energije, Slovenija (vir: SURS)

Tudi EU je presegla cilj deleža obnovljivih virov energije za leto 2020, in sicer je po podatkih Eurostata deleže bruto končne energije iz obnovljivih virov znašal 22 %. To je za dve odstotni točki nad ciljno ravno za leto 2020, ki je določena v evropski direktivi o spodbujanju rabe energije iz obnovljivih virov.

NEPN kot ciljno vrednost za leto 2030 določa vsaj 27-odstotni delež obnovljivih virov v bruto končni rabi energije in indikativne sektorske cilje:

- 43-odstotni delež v sektorju električna energija,
- 41-odstotni delež v sektorju toplota in hlajenje in
- 21-odstotni delež v prometu (delež biogoriv je 11 %).

Ključni ukrepi, ki jih opredeljuje NEPN za spodbujanje OVE, ostajajo finančne podpore, spodbujanje integracije OVE v omrežja in proaktivna vloga države pri umeščanju objektov v prostor, pospešena priprava prostorskih načrtov za večnamenske strateške državne infrastrukturne in energetske projekte, uskladitev predpisov, ki urejajo prevlado javne koristi na zavarovanih območjih skladno z zakonodajo EU in prakso, ter krepitev zmogljivosti za pripravo in izvedbo projektov. Novi so tudi ukrepi

na področju lokalnih energetskih skupnosti in skupnosti OVE za izkoriščanje OVE na področju ogrevanja in hlajenja. Izvajanje ukrepa obveznega deleža OVE v motornem prometu se nadaljuje ter bo prihodnje usmerjeno v napredna trajnostna biogoriva.

Za izpolnitev krovne cilja bo potrebno še ustaviti rast porabe končne energije, uveljaviti učinkovito rabo energije kot prioriteto gospodarskega razvoja in intenzivno spodbujati povečevanje rabe OVE do leta 2030 in nadalje.

Leta 2019 je Evropska komisija sprejela evropski zeleni dogovor kot ključni okvir za določitev pristopa EU k trajnostni rasti, ki ga podpira tudi Slovenija. Zeleni dogovor je strategija EU za rast, katere cilj je usmeriti Evropo na pot preobrazbe v podnebno nevtrarno, pravično in uspešno družbo s sodobnim, konkurenčnim in z viri gospodarnim gospodarstvom. Cilj je, da EU do leta 2050 postane podnebno nevtrarno gospodarstvo, hkrati pa si prizadeva doseči cilj ničelnega onesnaževanja.

Evropska komisija je julija 2021 predstavila sveženj „Pripravljeni na 55“ - niz predlogov in pobud, katerih cilj je revizija in posodobitev zakonodaje EU, da bi jo uskladili s podnebnimi cilji EU za leta 2030 in 2050. V tem svežnju je predlagana revizija teh pravil in povečanje ciljev.



Slika 2) Podnebno-energetski zakonodajni paket »Pripravljeni na 55« (Vir: Evropska komisija)

Tako so postavljeni novi cilji:

- 55-odstotno zmanjšanje emisij iz avtomobilov in 50-odstotno za kombinirana vozila do leta 2030 v primerjavi z ravnmi iz leta 1990,
- ničelne emisije novih avtomobilov do leta 2035,
- pospešiti vzpostavitev infrastrukture za polnjenje ali oskrbo vozil z alternativnimi gorivi

- zvišanje splošne zavezujoče ciljne vrednosti s sedanjih 32 % na novo stopnjo 40 % obnovljivih virov energije v mešanici virov energije v EU do leta 2030,
- povečanje sedanjega cilja na ravni EU za energijsko učinkovitost z 32,5 % na 36 % za porabo končne energije in na 39 % za porabo primarne energije.

Spodbujanje uporabe energije iz obnovljivih virov in krepitve energijske učinkovitosti bomo dosegli:

- z ukrepi, ki spodbujajo širitev elektrifikacije, vključno z dobropisnim mehanizmom za promet,
- z lažjim vključevanjem obnovljivih virov energije v omrežje (npr. razvoj novih tehnologij),
- z močnejšimi spodbudami za elektrifikacijo (npr. toplotne črpalke in električna vozila),
- z ukrepi za lažje sklepanje pogodb o nakupu električne energije iz obnovljivih virov,
- s pospešenim postopkom izdajanja dovoljenj za projekte s področja energije iz obnovljivih virov,
- s spodbujanjem čezmejnega sodelovanja, med drugim z mehanizmom za financiranje energije iz obnovljivih virov,
- s spodbujanjem energijske učinkovitosti in krožnosti (npr. lažja uporaba odpadne toplote),
- z uvedbo pravne zahteve, da se energijska učinkovitost postavi na prvo mesto pri odločitvah o načrtovanju in naložbah,
- s prednostnimi ukrepi energijske učinkovitosti za ranljive odjemalce in energijsko revna gospodinjstva,
- z opolnomočenjem končnih odjemalcev glede učinkovite rabe energije.

Sveženj Pripravljeni na 55 predvideva podvojitev fotovoltaičnih in vetrnih zmogljivosti EU do leta 2025 in potrojitev do leta 2030, s čimer bi do leta 2030 prihranili 170 milijard m³ letne porabe plina. S pospešitvijo uvajanja strešnih solarnih fotovoltaičnih sistemov na do 15 TWh do konca leta bi EU lahko prihranila dodatnih 2,5 milijard m³ plina. Evropska komisija bo junija 2022 predstavila sporočilo o sončni energiji, da bi pomagala izkoristiti potencial sončne energije kot pomembnega obnovljivega vira energije v EU. S podvojitvijo načrtovane letne hitrosti uvajanja toplotnih črpalk v prvi polovici tega obdobja bi v EU v naslednjih petih letih namestili 10 milijonov toplotnih črpalk. S tem bi prihranili 12 milijard m³ za vsake 10 milijonov toplotnih črpalk, nameščenih v gospodinjstvih. Pospešeno uvajanje toplotnih črpalk na trg bo zahtevalo hitro nadgradnjo celotne dobavne verige, spremljali pa ga bodo ukrepi za spodbujanje prenove stavb in posodobitev sistemov daljinskega ogrevanja. Poleg uporabe v stanovanjskih in gradbenih projektih bi energija, proizvedena s pomočjo sonca, vetra in drugih nizkoemisijskih virov, tudi zmanjšala našo odvisnost od plina. Naložbe v obnovljive vire energije še vedno prepogosto ovirajo dolgotrajni postopki izdajanja dovoljenj in druge upravne ovire na nacionalni ravni. Iščejo se načini za zmanjšanje regulativnih ozkih grl, da bi pospešili izdajanje dovoljenj za obnovljive vire energije ter skrajšali čas za izvedbo projektov obnovljivih virov energije in izboljšanje omrežne infrastrukture.

Dogajanje na energetskih trgih v zadnjih mesecih in zlasti dramatične spremembe varnostnih razmer v začetku leta 2022 zahtevajo drastično pospešitev prehoda na čisto energijo in s tem povečanje energijske neodvisnosti Evrope. Evropska komisija je pripravila Načrt REPowerEU: skupni evropski ukrepi za cenovno dostopnejšo, zanesljivejšo in bolj trajnostno energijo, s katerim se bo podprla diverzifikacija oskrbe z energijo, pospešil prehod na energijo iz obnovljivih virov in izboljšala energijska učinkovitost. To bi pospešilo postopno zmanjšanje uvoza ruskega plina in odvisnosti od fosilnih goriv ter zagotovilo najboljše srednjeročno zavarovanje pred cenovnimi šoki s pospešenim zelenim prehodom EU.

EK predlaga ciljno usmerjene ukrepe, kot sledi:

- povečanje zavezujočega cilja energijske učinkovitosti z 9 % na 13 % v okviru svežnja »Pripravljeni na 55« iz zakonodaje o evropskem zelenem dogovoru,
- obsežno povečanje in pospešitev proizvodnje energije iz obnovljivih virov v proizvodnji električne energije, industriji, stavbah in prometu bosta pospešila neodvisnost EU, spodbudila zeleni prehod in sčasoma znižala cene, zato EK predlaga povečanje krovne cilja za leto 2030 za obnovljive vire energije s 40 % na 45 %. Določitev tega splošnega ambicioznejšega cilja bo ustvarila okvir za druge pobude, vključno:
 - z namensko strategijo EU za sončno energijo za podvojitev sončne fotonapetostne zmogljivost do leta 2025 (320 GW) in namestitvev 600 GW do leta 2030,
 - s pobudo za strešne sončne panele s postopno uvedbo pravne obveznosti namestitve sončnih panelov na nove javne in poslovne stavbe ter nove stanovanjske stavbe,
 - s podvojitvijo stopnje uporabe toplotnih črpalk ter ukrepov za vključitev geotermalne in sončne toplotne energije v posodobljene sisteme daljinskega in komunalnega ogrevanja, s priporočili EK za obravnavo počasnega in zapletenega izdajanja dovoljenj za obsežne projekte na področju energije iz obnovljivih virov ter ciljno usmerjeno s spremembo direktive o energiji iz obnovljivih virov, da bi bila energija iz obnovljivih virov priznana kot prevladujoč javni interes. DČ bi morale vzpostaviti namenska območja, ki so še posebej primerna za obnovljive vire energije, s skrajšanimi in poenostavljenimi postopki izdaje dovoljenj na območjih z manjšim okoljskim tveganjem. DČ se spodbuja k uporabi fiskalnih ukrepov za spodbujanje varčevanja z energijo, kot so znižane stopnje DDV za energijsko učinkovite ogrevalne sisteme, izolacijo stavb ter naprav in izdelkov, kakor tudi ukrepov za nepredvidljive razmere v primeru hudih motenj v oskrbi.

1.3 Prostorski razvoj distribucijskega omrežja

- Zakon o prostorskem načrtovanju in podzakonski akti,
- Strategija prostorskega razvoja Slovenije,
- Državni strateški prostorski načrti,
- Državni prostorski načrti,
- Občinski prostorski načrti,
- Gradbeni zakon (GZ) in podzakonski akti.

Pri umeščanju gospodarske javne infrastrukture (v nadaljevanju: GJI) v prostor sledimo ciljem, načelom in pravilom Zakona o urejanju prostora (Uradni list RS, št. 199/21; v nadaljevanju: ZUreP-3), katerega namen je doseganje trajnostnega prostorskega razvoja s celovito obravnavo, usklajevanjem in upravljanjem njegovih družbenih, okolijskih in ekonomskih vidikov.

Načrtovanje GJI je načrtovanje nove infrastrukture in rekonstrukcij obstoječe infrastrukture ter določanje njene lokacije, naprav in ukrepov v zvezi z njeno gradnjo in obratovanjem. GJI se ob upoštevanju ciljev urejanja prostora načrtuje tako, da:

- je zagotovljena racionalna raba prostora, pri čemer imata prednost rekonstrukcija in širitev obstoječe GJI,
- je njena umestitev skladna s potrebami in omejitvami glede na obstoječo in načrtovano poselitev,
- ne poslabšuje kakovost bivanja,
- je usklajena s preostalo obstoječo in načrtovano infrastrukturo,
- tvori sklenjeno in funkcionalno povezano omrežje,
- poteki posameznih koridorjev ali tras GJI naj kar najbolj izkoriščajo trase in istovrstne ali medsebojno združljive infrastrukture (skupni poteki infrastrukturnih koridorjev) in porabijo najmanjšo mogočo površino prostora.

1.4 Kriteriji načrtovanja in uporabljena metodologija

Pri načrtovanju distribucijskega sistema moramo upoštevati tehnične, zanesljivostne, ekonomske in okoljevarstvene kriterije, ki zagotavljajo optimalen razvoj omrežja. Gre za optimizacijski postopek, kjer iščemo minimum distribucijske funkcije

Optimalen razvoj omrežja je tisti, ki zagotavlja varno in zanesljivo uporabo omrežja do konca življenjske dobe opreme pri minimalnih stroških. Stroške predstavljajo izgube v omrežju, vzdrževanje, strošek investicij, strošek nedobavljene električne energije delov omrežja za katerega načrtujemo.

Na drugi strani obratovalne omejitve v distribucijskem sistemu postavljajo skrajno mejo zmožnosti napajanja odjemalcev in so predpisane s standardi in drugimi tehničnimi predpisi in fizikalnimi omejitvami.

Metodologija izdelave razvojnih načrtov je predpisana poenotena v študijah, ki jih je za Slovenska distribucijska podjetja izdelal EIMV v študijah [1] [2] [9] [10] [12] [14] .

Ključna podatkovna izhodišča in postopki načrtovanja so:

- podatki o izhodiščnem stanju sistema:
 - omrežje in stanje elementov omrežja,
 - obremenjenost elementov omrežja,
 - izhodiščna zanesljivost omrežja,
- dolgoročne prognoze obremenitev (s posodobitvijo),
- analiza zadostnosti razvojnih rešitev / variant (vključno z naprednimi sistemi), ki izpolnjujejo kriterije načrtovanja – proces izbire načrtovalske variante je podrejen iskanju optimalne rešitve.
- Nabor možnih razvojnih rešitev,
- ekonomska analiza variant in izbira ustrezne dolgoročne variante, ki predstavlja minimalne stroške investiranja.

Z določitvijo kriterijev načrtovanja je določena kvaliteta napajanja porabnikov in ekonomski standardi glede na lastnosti odjema v omrežju.

1.4.1 Kriteriji načrtovanja distribucijskega omrežja

1.4.1.1 Kriterij obremenljivosti

Obremenjevanje transformatorjev 110 kV/SN

Obremenitev energetskih transformatorjev v normalnih stanjih nikoli ne doseže nazivne moči, saj moramo zagotavljati rezervo ob izpadih transformatorjev. Razvoj SN omrežij je najpogostejše takšen, da so RTP povezani na SN nivoju, vendar je možnost zagotavljanja rezervnega napajanja ob izpadih transformatorjev preko SN omrežij omejena zaradi preseganja dopustnih padcev napetosti in/ali šibkega omrežja. Zato RTP 110 kV/SN načrtujemo za samostojno obratovanje, kjer rezervo za izpad transformatorja zagotavljamo v samem RTP s preostalimi transformatorji. Pri načrtovanju transformacije, dopuščamo kratkotrajno obremenjevanje transformatorjev do 120% nazivne moči, če so temperature manjše od 30 °C v času koničnih obremenitev. Pri višjih temperaturah, lahko računamo le z 110% najvišjo kratkotrajno obremenitvijo transformatorjev.

Dopustne obremenitve transformatorjev v normalnih stanjih napajanja so:

- v RTP z dvema transformatorjema do 60% nazivne moči,
- v RTP s tremi transformatorji do 80% nazivne moči.

Obremenjevanje SN in NN vodov

Mejno obremenljivost vodov, predstavlja njihova termična meja. Takšne obremenitve dopuščamo samo v primerih rezervnega obratovanja. Dosežene obremenitve v normalnih obratovalnih stanjih, so v nadzemnih SN omrežjih zelo različne in odvisne od strukture omrežja.

Pri kabelskih omrežjih grajenih po konceptu odprte zanke vode obremenjujemo do 50% termične moči. Če je struktura kabelskega omrežja izvedena s posebnimi rezervnimi kabli (klas, vreteno), lahko vode obremenjujemo do termične moči. Pri načrtovanju obremenitve vodov v normalnih stanjih obratovanja zaradi izgub omejimo na:

- 50% termične meje pri nadzemnih vodih in
- 75% termične meje posamično radialno položenih kablov.

V rezervnih stanjih dopuščamo obremenjevanje vodov do termične meje, če padci napetosti to dopuščajo.

Z maksimalno obremenljivostjo omrežja se poleg zagotavljanja rezerve v rezervnih stanjih zagotavlja ustrezne izgube, saj lahko le na tak način te trajno znižamo pri prenosu električne energije v distribucijskem omrežju.

1.4.1.2 Kriteriji zanesljivega in varnega obratovanja

110 kV distribucijsko omrežje

110 kV distribucijsko omrežje, ki predstavlja osnovno napajalno omrežje distribucijskim RTP 110 kV/SN, načrtujemo tako, da zagotovimo možnost dvostranskega napajanja oziroma zagotavljamo osnovni kriterij (N-1). Na tem nivoju kriterij (N-1) pomeni, da pri enojnih izpadih ne pride do prekinitev napajanja in da ne pride do preobremenitev v omrežju. Pri načrtovanju 110 kV omrežij je potrebno

upoštevati tudi stanje in razvoj v prenosnem elektroenergetskem sistemu, zato razvoj teh omrežij ne sme potekati ločeno.

Odročnim območjem v dolgih zaprtih dolinah ni smiselno zagotavljati dvostranskega napajanja RTP v celoti. Ustrezno napajanje takšnih območij zagotovimo z dvosistemskimi 110 kV vodi, ki so zgrajeni tako, da zagotavljajo visoko zanesljivost napajanja.

Vključitve v RTP izvedemo tako, da imamo v vsakem RTP dve vodni polji in da zanke zaključimo po dvosistemskemvodu [11] .

Kriterij izbire strukture omrežja in smernice razvoja mestnih in podeželskih SN omrežji

Kriteriji izbire strukture omrežja so ekonomičnost, zanesljivost napajanja, razvojna prilagodljivost in enostavnost (preglednost). Pri izbiri optimalne strukture omrežja je poleg ekonomičnosti pomembna zanesljivost omrežja, pri načrtovanju razvojna prilagodljivost, za obratovanje pa je s stališča varnosti zelo pomembna preglednost omrežja.

Študija, »Optimiranje struktur SN omrežji« [10] , predlaga in utemeljuje dolgoročno optimalen razvoj omrežja glede na gostoto odjema. Glede na gostoto obremenitve, lahko omrežje v splošnem razdelimo na podeželsko in mestno omrežje.

Pri razvoju mestnih omrežij upoštevamo naslednje kriterije:

- Načrtujemo strukturo RTP 110 kV/SN z zagotovitvijo dela rezerve moči po SN kabelskem omrežju, ki je v mestnih omrežjih ekonomsko učinkovitejša od strukture RTP 110 kV/SN z garantirano močjo.
- Opustiti je potrebno strukturo omrežja s težiščnimi postajami in strukturo »mreža« v mestih.
- Za mestna omrežja 20 kV je optimalna struktura odprta zanka, pri visokih ploskovnih obremenitvah nad 10 MW/km² pa struktura vreteno¹.
- Struktura vreteno se ohrani pri obstoječih večjih RP, kjer je mogoče zagotoviti dvostransko rezervo moči iz dveh RTP ob strukturi vira (RTP 110 kV/SN) z zagotovitvijo dela moči iz SN omrežja.
- Nove transformatorske postaje SN/NN se v kabelsko omrežje vključuje izključno z zankanjem.

Optimiranje struktur podeželskih omrežji je bilo dodatno obravnavano v študiji EIMV št. 1824 . Podeželska omrežja načrtujemo z upoštevanjem naslednjih osnovnih kriterijev in usmeritev:

- Zagotoviti je treba minimalno število prečnih povezav, ki omogočajo ustrezno prenapajanje voda v okvari, temeljimo torej k čim večjem zazankanju omrežja.
- Zaradi kvalitete rezervnega napajanja je treba zagotoviti strukturo vira (RTP 110 kV/SN) z garantirano močjo. Slednje pomeni, da je potrebno vsem RTP, ki se enostransko napajajo zagotoviti ustrezno rezervo.
- Pri mešanih omrežjih (nadzemni vod – kabel) je priporočljivo kabelske dele omrežja graditi zazankano, obratovanje pa mora biti radialno.
- Gradimo razvejane strukture, ki so pri podeželskem omrežju optimalnejše (drevesna struktura).
- Na veje podeželskega omrežja z nizko zanesljivostjo vgrajujemo odklopnike z zaščito.

¹ Struktura vreteno bo primerna za mesta z visoko gostoto elektromobilnosti, saj bomo lahko le tako zagotavljali z minimalnim vložkom v distribucijsko omrežje maksimalno prenosno zmogljivost.

- Podeželsko omrežje kabliramo :
 - pri napajanju nekaterih težiščnih postaj – RP,
 - v začetnih delih izvodov oziroma do prvega večjega razcepišča,
 - v primerih, ko so vzdrževalni stroški DV nekajkrat višji od vzdrževalnih stroškov KB (veter, žled),
 - v urbanih delih (stroški služnosti zaradi degradacije zemljišč),
 - kjer je razmerje investicijskih stroškov KB/DV nižje od 130%,
 - kjer relief preprečuje razvoj podeželskega omrežja (ozke zaprte doline z visoko obremenitvijo).

1.4.1.3 Kriterij kakovosti obratovanja

Za trajno izboljševanje oziroma ohranjanje ravni kakovosti obratovanja DEES morajo biti postavljeni ustrezni kriteriji, ki zagotavljajo takšen razvoj omrežja, ki prinaša največje koristi ob racionalnih vlaganjih.

Kakovost obratovanja in oskrbe je eden izmed instrumentov, s katerim regulatorni organ na področju oskrbe z električno energijo (Javna agencija Republike Slovenije za energijo: v nadaljevanju agencija) izvaja ekonomsko reguliranje omrežnine, kar imenujemo tudi regulacija s kakovostjo.

Agencija določa kriterije kakovosti oskrbe v obliki:

- minimalnih standardov kakovosti (MSK),
- ciljne ravni neprekinjenosti oskrbe,
- referenčnih standardov oskrbe,
- sklicevanja na standarde s področja kakovosti napetosti.

Kriteriji kakovosti oskrbe so podani v aktih agencije, ki obravnavajo metodologijo za obračunavanje omrežnine ter metodologijo za določitev omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov in sistema obračunavanja teh cen.

Neprekinjenost napajanja

Kriteriji neprekinjenosti oskrbe so določeni s številom in trajanjem prekinitev. Za spremljanje neprekinjenosti oskrbe se uporabljata naslednja parametra:

SAIDI (minut/odjemalca): indeks povprečnega trajanja prekinitev oskrbe v sistemu, ki je razmerje med vsoto trajanja prekinitev oskrbe končnih odjemalcev in celotnim številom končnih odjemalcev v sistemu. Prikazuje povprečni letni čas, ko končni odjemalec ni oskrbovan z električno energijo.

SAIFI (prekinitev/odjemalca): indeks povprečne frekvence prekinitev oskrbe v sistemu, ki je razmerje med celotnim številom prekinitev oskrbe končnih odjemalcev in celotnim številom končnih odjemalcev v sistemu. Prikazuje, kolikokrat je bila končnemu odjemalcu povprečno na leto prekinjena oskrba z električno energijo.

MAIFI (prekinitev/odjemalca): število kratkotrajnih prekinitev na leto s trajanjem pod 3 min.

Ciljna raven neprekinjenosti oskrbe h kateri težimo je določena z vrednostjo kazalnikov SAIDI in SAIFI, ki odražata nenačrtovane dolgotrajne prekinitve (daljše od 3 minut), ki so posledica lastnih vzrokov, brez upoštevanja višje sile in tujih vzrokov. Frekvenca in trajanje dolgotrajnih prekinitev kot frekvenca kratkotrajnih prekinitev je določena v prilogi (Uradni list RS, št. 126/2007), ki veljajo od 1.1.2016:

Tabela 1) Minimalni standardi kakovosti

Napetostni nivo	Vrsta izvoda TP/RP na SN omrežju	Priključitev odjemalca na SN izvod RTP	Skupno trajanje nenačrtovanih dolgotrajnih prekinitev (daljših od treh minut), brez višje sile in tujih vzrokov [min/leto]	Skupno število nenačrtovanih dolgotrajnih prekinitev (daljših od treh minut), brez višje sile in tujih vzrokov [prekinitev/leto]	Število vseh kratkotrajnih prekinitev [prek./leto]
VN					1
SN	Podeželski	Neposredno	450	6	28
	Mešani		150	5	18
	Mestni		150	4	10
NN	Podeželski	Posredno	950	16	35
	Mešani		350	10	22
	Mestni		350	8	13

Te vrednosti predstavljajo skrajne meje.

Pri načrtovanju se uporablja kriterij zadostnosti za dolgoročno načrtovanje SN omrežja, ki naj bi ga zagotavljali vsem porabnikom v vseh razmerah razen ob ekstremnih klimatskih dogodkih, ko se prekinitev velikega obsega ni mogoče izogniti. Pri obravnavi variant z modelom omrežja se teži k naslednjim ciljnim vrednostim:

- 5 trajnih prekinitev na leto;
- 20 kratkotrajnih prekinitev na leto;
- 20 ur na leto za skupno trajanje prekinitev.

Za kakovosten razvoj distribucijskega omrežja je nujno, da se te referenčne vrednosti razvoja upoštevajo pri načrtovanju distribucijskega omrežja. Seveda, te vrednosti temeljijo trenutno na povprečni verjetnosti odpovedi posameznega odseka, ki ga v simulatorju modeliramo in temeljijo na zgodovini odpovedi, ki so bili za določen tip opreme zabeleženi. Prav tu bo z uporabo modernih metod določanja frekvence in trajanja prekinitev z ustreznim pristopom možno natančnost analize še izboljšati.

Slednje je zelo pomembno za optimizacijo razvojnih odločitev, ki vrednotijo tudi izpade. Zaradi pomanjkanja tipizacije distribucijskega omrežja, prostorskih dejavnikov in podobno bo potrebno na tem področju uvesti napredno analitiko, ki temelji na metodah podatkovnega rudarjenja in združevanja večjega števila virov zgodovine podatkov. Prednost tovrstnega pristopa ni le v prilagojeni frekvenci in trajanju prekinitev posameznega elementa za razvojne simulacije ampak tudi v izboljšanju razumevanja odpornosti elementa v življenjski dobi in učinkov, ki ga ima vlaganje na izboljšanje zanesljivosti, kar ima lahko dolgoročne pozitivne učinke na odločanje o vlaganju v distribucijsko omrežje.

Kakovost napetosti

Kakovost napetosti je skupek tehničnih karakteristik napetosti na prevzemno-predajnem mestu uporabnika, ki so predpisane v tehničnih standardih s stanjem tehnike. Skrajne meje kakovosti napetosti so podane v standardu *SIST EN 50160* in povzemajo skrajne meje za:

- odklone napajalne napetosti,
- kratkotrajne in dolgotrajne prekinitve napetosti,
- hitre spremembe napetosti,
- izbokline-prenapetosti in upadi napetosti,
- harmonske in medharmonske napetosti,
- neravnotežje napajalne napetosti,
- signalne napetosti in odstopanje omrežne frekvence.

Dopustni kriterijski padec napetosti v SN omrežjih

Dopustni padec napetosti v vodih predstavlja temeljni kriterij v načrtovanju distributivnih omrežij. S pravilno določenimi dopustnimi padci napetosti zagotovimo odklone napetosti pri uporabnikih v predpisanih mejah ter posredno opredelimo nivo izgub v omrežju.

Močnejše omrežje, je manj občutljivo na motnje in popačenje napetosti, zato imajo dopustni padci napetosti tudi vpliv na kakovost napetosti, ki jo je omrežje sposobno zagotavljati. Podobno, ustrezno nizek padec napetosti v SN omrežjih posredno zagotavlja nizke izgube in ustrezno učinkovitost distribucijskega omrežja za prenos električne energije, čeprav se ta v analizah omrežja preverja ločeno.

SN omrežja načrtujemo z največjimi padci napetosti **7,5%**. Pri tem predpostavljamo, da je v omrežju nastavljena ustrezna regulacija napetosti na energetskih transformatorjih 110 kV/SN in so odcepi SN/NN transformatorjev nastavljeni glede na maksimalne padce napetosti.

Če takšnega stanja ni mogoče zagotoviti, moramo poiskati partikularno rešitev z regulacijo napetostnega profila. V rezervnih stanjih napajanja upoštevamo, da je padec napetosti lahko za 5% nižji od najnižje dovoljenega padca v normalnih stanjih.

S tem kriterijem je zagotovljen odklon v predpisanih mejah v vseh točkah omrežja (SN in NN) tudi v rezervnih stanjih.

Kriterij načrtovanja NN omrežji

(vir: EIMV: Leon Valenčič)

Največji vpliv na popačenje oblike napetostnega vala imajo NN omrežja, zato je potrebno najprej v tem omrežju zagotoviti zadostno odpornost na motnje, ki jih vnašajo porabniki. To pomeni, da moramo NN omrežja graditi z dovolj nizko impedanco, kar edino lahko dosežemo z gradnjo NN omrežij s kablovodi in ustrezno omejitvijo njihove dolžine.

Impedanca omrežja pri odjemalcu ne sme biti večja od referenčne impedance omrežja, ki v skladu z IEC/TR 60725 znaša $(0,4 - j0,25) \Omega$ enofazno - skupna impedanca faznega in nevtralnega vodnika. Ta impedanca prinaša jasno omejitev dolžin NN izvodov, omeji uporabo SKS-a in izloči iz uporabe golo nadzemno NN omrežje.

NN omrežje načrtujemo za največji padec napetosti 5%, v kabelski izvedbi in takšne dolžine, da referenčna impedanca omrežja pri odjemalcih ni presežena.

Pri obvladovanju problematike kakovosti napetosti upoštevamo načelo sorazmernosti, kar pomeni, da v dolgoročnem razvoju zagotavljamo dovolj močno omrežje, tako da odjemalci, ki ne vnašajo pretiranih motenj ne bodo zaradi tega trpeli nesorazmernih stroškov.

Z načrtovanjem distribucijskih omrežij po prej navedenih kriterijih dosežemo zgornjo mejo tistega, kar je s stališča kakovosti napetosti, mogoče zagotoviti z elektroenergetskim sistemom. Zato je na drugi strani pomembno, da se prepreči prekomeren vnos motenj v omrežje s strani odjemalcev, da

dolgoročno preprečimo preseganje dopustnih nivojev motenj, določenih v ustreznih predpisih in standardih.

V skladu s Sistemskimi obratovalnimi navodili za distribucijsko omrežje se kakovost električne energije ocenjuje na način ugotavljanja skladnosti z zahtevami podanimi v standardih ali v pogodbi o kakovosti električne energije. Za ocenjevanje kakovosti električne energije se uporabljajo standardi in določila, ki so navedena v Splošnih pogojih za dobavo in odjem električne energije.

Komercialna kakovost

Komercialna kakovost označuje razmerje med sistemskim operaterjem in uporabnikom omrežja ter se glede na ciljno aktivnost deli v štiri skupine:

1. Priključevanje na omrežje:

- Povprečni čas, potreben za izdajo soglasja za priključitev [dni]
- Čas potreben za izdajo ocene stroškov (predračuna) za enostavna dela [dni];
- Povprečni čas, potreben za izdajo pogodbe o priključitvi na NN-omrežje [dni];
- Povprečni čas, potreben za aktiviranje priključka na električno omrežje [dni].

2. Skrb za odjemalce:

- Čas potreben za odgovore na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov [dni];
- Čas zadržanja klica v klicnem centru [s];
- Kazalnik ravni strežbe klicnega centra [%];

3. Tehnične storitve:

- Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (06:00 - 22:00) [h];
- Povprečni čas, potreben za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti [dni];
- Povprečni čas, potreben za rešitev odstopanj kakovosti napetosti [mesecev];

4. Merjenje in zaračunavanje:

- Čas potreben za odpravo okvare števca [dni];
- Povprečni čas do vzpostavitve ponovnega napajanja po izklopu zaradi neplačila [del. dni].

1.4.1.4 Kriterij vključevanja razpršene proizvodnje

Pri priključevanju razpršenih virov na distribucijsko omrežje je v prvi vrsti potrebno zagotoviti nemoten priklop razpršenega vira na omrežje, hkrati pa ohraniti ustrezno kakovost električne energije obstoječim odjemalcem, že priključenim v omrežje.

V splošnem pri vključevanju razpršenih virov poskušamo zagotoviti takšno mesto priključitve, da RV ne prekomerno vpliva na napetostni profil in v omrežju ne povzročajo nesorazmernih izgub v omrežju.

Pri izdaji SZP razpršenih virov se preverja naslednje kriterije:

- Dvige napetosti in padce v vseh obratovalnih stanjih;
- Preobremenitve vodov;
- Preobremenitve transformatorjev.

Kriteriji za vključevanje so povzeti v sistemskih obratovalnih navodilih SONDO [13] in veljajo za vključevanje novih virov.

Iz stališča dolgoročnega razvoja so podane omejitve, ki utemeljujejo ojačitev omrežja:

- V SN omrežjih, kjer obratovanje RV vključenih na posameznem izvodu povzroči več kot $2\% = 0,4$ kV spremembo napetosti moramo omrežje ojačati.
- V NN omrežjih, kjer obratovanje RV vključenih na posameznem izvodu povzroči več kot $3\% = 12$ V spremembo napetosti moramo omrežje ojačati.

Pri priključevanju razpršenih virov (RV) smo omejeni z :

- Mejami dovoljenih motenj naprav v omrežje;
- Napetostnim dvigom, ki ga vir povzroča.

Pomembno je, da je priključevanje možno v vseh obratovalnih stanjih.

1.4.1.5 Ekonomski kriteriji

Na zgoraj izbrane kriterije vpliva nabor trenutno razpoložljivih tehnologij in možnosti za njihovo izkoriščanje. Ne glede na vrsto investicije in zgoraj naštetе kriterije načrtovanja mora biti temeljni kriterij kateremu so vsi zgoraj opisani kriteriji podrejeni ekonomski kriterij. Slednje še posebej velja pri vpeljavi funkcionalnosti naprednih omrežji.

Optimalno vlaganje v distribucijski sistem se zagotovi takrat, ko minimiziramo skupno vsoto stroškov v življenjski dobi sistema in/ali elementa. Osnovni stroški, ki jih obvladujemo so stroški:

- investicij,
- vzdrževanja,
- izgub,
- neprekinjenosti napajanja.

Poenostavljeno, cilj je zagotoviti takšno opremo, ki bo šele konec tehnične življenjske dobe opreme tudi energetsko izkoriščena.

Pri načrtovanju razvoja omrežja, se investicije optimizirajo upoštevajoč analizo stroškov in koristi posameznih naložb z:

- načrtovanjem variantnih rešitev in izvedb,
- upoštevanjem dinamike realizacije,
- optimizacijo topoloških lastnosti omrežja,
- ugotavljanjem stroškov obratovanja in vzdrževanja (nedobavljena energija in izpadla moč, stroški izgub),
- optimizacijo stroškov kapitala in amortizacije,
- standardizacijo oz. poenotenjem opreme,
- uporabo sodobnih materialov in tehnologij,
- ustrezno izbiro proizvajalcev opreme,
- obvladovanjem rizika napajanja.

Za oskrbo uporabnikov z električno energijo so predpisane minimalne zahteve, ki jih moramo zagotoviti, zato je pri določanju nabora investicij potrebno najprej upoštevati tehnične kriterije, ki nam določijo zadostnost te opreme za izkoristek le-te v življenjski dobi.

Trenutno so ekonomski kriteriji vgrajeni v kriterije načrtovanja in so tako izbrani da zagotavljajo ustrezne ekonomsko – tehnično primerjavo. Ob vpeljavi fleksibilnosti bo dinamična evalvacija klasičnih tehničnih rešitev v življenjski dobi v primerjavi s časom uporabe fleksibilnosti igrala ključno vlogo.

1.4.1.6 Kriteriji internih standardov in tipizacij

Pri izgradnji in načrtovanju novogradenj in rekonstrukcij smo poleg zakonov, pravilnikov, standardov in tehničnih smernic vezani tudi na navodila in tipizacije. Nekatere od teh so skupne in so bile sprejete na nivoju slovenskih podjetij za distribucijo, druge pa so izdelane namensko za interno uporabo.

Sprejete in potrjene Tipizacije v obliki tehničnih smernic GIZ DEE so objavljene na spletni strani GIZ DEE (<http://www.giz-dee.si/TIPIZACIJA>) in spletni strani SODO:

GIZ TS-1 Enožilni energetski kabli 12/20/24 kV

GIZ TS-2 NN energetski kabli 1kV

GIZ TS-3 Trižilni energetski kabli 12/20/24 kV

GIZ TS-4 Pribor za kable 12/20/24 kV

GIZ TS-5 Kabelski čevlji in tulci

GIZ TS-6 Tehnični podatki distribucijskega elektroenergetskega omrežja

GIZ TS-7 Smernice za gradnjo nadzemnih vodov

GIZ TS-8 Smernice za gradnjo podzemnih kabelskih vodov

GIZ TS-9 Pojemovnik s področja obratovanja in vzdrževanja DEES

GIZ TS-10 SN Univerzalni energetski kabli 12/20/24 kV

GIZ TS-11 Prezem in polaganje kablov 1 kV do 35 kV

GIZ TS-12 Usmeritve za gradnjo TP 20(10)/0.4 kV

GIZ TS-13 Elektro kabelska kanalizacija

GIZ TS-15 Smernica za gradnjo MTP 20(10)/0.4 kV

GIZ TS-16 Smernica za gradnjo KTP 20(10)/0.4 kV

GIZ TS-19 Enožilni energetski kabli 64-110 kV

Namen upoštevanja internih kriterijev in tipizacij, ob upoštevanju navodil ter priporočil SODO, je optimizacija delovnih procesov.

Pod to spada opredelitev vgrajenega materiala in opreme ter s tem neposredno povezanih stroškov načrtovanja, gradnje in obratovanja omrežja.

Nove materiale in opremo podjetje vgrajuje po principu dobre inženirske prakse pridobljene v širšem slovenskem področju tudi s strani drugih distribucijskih podjetij. Novi materiali morajo biti najprej uspešno vgrajeni in preizkušeni skozi uporabo, šele nato se lahko redno vgrajujejo v omrežje.

1.4.1.7 Kriterij življenjske dobe elektrodistribucijske infrastrukture

Potrebna vlaganja v zamenjavo in rekonstrukcije obstoječe infrastrukture se ugotavlja glede na:

- Predvideno dobo uporabe, kjer se ugotavlja ali je le ta dosežena ali celo presežena. Prav tako se lahko pojavi problem funkcionalne in tehnološke ustreznosti (zastaranje) takšne infrastrukture glede na stanje tehnike.
- Stanje (izrabljenost) infrastrukture, kjer se dejanska starost oz. stanje infrastrukture zaradi različnih dejavnikov (pogoji obratovanja, atmosferski vplivi, onesnaženost okolja v katerem infrastruktura obratuje ...) že kaže v večji izrabljenosti, tako da sredstvo ne bo doseglo predvidene dobe uporabe, saj je stanje slabše od pričakovanega, obstaja pa tudi že večja verjetnost okvare na tem sredstvu.

V prvih letih razvojnega načrta se sredstva v zamenjavo elektrodistribucijske infrastrukture zaradi dosega življenjske dobe prevzame iz plana, ki se pripravi na osnovi pregleda stanja omrežja, za dolgoročno planiranje pa se uporablja prevzete življenjske dobe EDI.

Kriterij življenjske dobe igra ključno vlogo pri optimizaciji investicij v omrežje, saj glede na njo definiramo potrebne prenosne zmogljivosti omrežja. Optimalno grajeno omrežje je tisto, kjer življenjska doba sovпада z energetsko izkoriščenostjo omrežja.

Večje objekte z »nezanemarljivimi« sestavljenimi osnovnimi sredstvi se razdeli glede na sredstva z različno življenjsko dobo in na tej osnovi planira dolgoročna vlaganja v distribucijsko omrežje zaradi stanja elektrodistribucijske infrastrukture.

Za posamezne skupine sredstev elektrodistribucijskega sistema, življenjske dobe z amortizacijskimi stopnjami so podane v tabeli (T1). Te uporabljamo kot del vhodnih podatkov pri načrtovanju distribucijskega omrežja.

Tabela 2) Predvidene življenjske dobe EDI (T1)

Naziv	AMST	Življenjska doba
Zemljišče	0	
Kabelska kanalizacija	2,5	40
Nadzemni vod VN	2,5	40
Kablovod VN	2,5	40
Nadzemni vodi SN, kovinski drogovi	2,5	40
Nadzemni vodi SN, betonski drogovi	2,86	35
Nadzemni vodi SN, leseni drogovi	3,33	30
Kablovod SN	2,5	40
Kablovod SN z XHP in EHP	4	25
Nadzemni vod NN in CR, z betonskimi drogovi	2,86	35
Nadzemni vod NN in CR, z lesenimi drogovi	3,33	30
Kablovod NN in CR, ter signalni vod	2,5	40
Gradbeni del RTP, RP,...	2,5	40
Gradbeni del TP (zidan, betonski,...)	2,5	40
Jamborska TP na Al in Fe jamboru	2,5	40
Jamborska TP na betonskem drogu	2,86	35
Jamborska TP na lesenem drogu	3	33



Naziv	AMST	Življenjska doba
Montažne stavbe in objekti iz pločevine	2,86	35
Zunanja ureditev, ceste,...	3,33	30
Energetski transformator, VN/SN	2,86	35
Energetski transformator, SN/NN	3,33	30
Oprema RTP, RP in DKS, primarna	3,33	30
Oprema RTP in RP, sekundarna,DVPLM,TP dalj.v.,zaščita	6,67	15
Oprema zidanih in montažnih TP (kontrolne meritve EE)	4	25
Oprema jamborske TP	4	25
Mobilna , montažna TP	6,67	15
Oprema DCV (HW in SW)	10	10
El. števcji klasični (indukcijski)	4,17	24
El. števcji, elektronski, stikalne ure, MTK spr.,tokovni in merilni transformatorji	6,25	16
Oprema TK vozlišč in VF naprave	14,29	7
Oprema TK vozlišč in VF naprave	20	5
Programska oprema (SW)	33,33	3
Telekomunikacijski vodi (optični kabli)	3,03	33
Telekomunikacijski vodi (optični kabli)	4	25
Gradbeni del RTP, RP, stavba	2,5	40
Gradbeni del RTP, RP, zunanje stikališče	3,33	30
Primarna VN oprema RTP in RP	3,33	30
Primarna SN oprema RTP in RP	3,33	30
Daljinsko krmiljena stikala	6,67	15
služnosti na zemljiščih	1	99
nadzemni vodi SN leseni drogovi (EP 2007)	3	33
nadzemni vod NN leseni drogovi (EP 2007)plastični Tolmin	3	33
zunanja ureditev,ceste ... (EP 2007)	3	33
stvarna pravice (lastnina,stavbna,zakup)	1	99
služnostne pravice 30 let	3,33	30
programska oprema 7 let	14,29	7
vlaganja v tuja OS 10 let	10	10
števci(dalj.vod.,indukcijski,precijski,ZMD,ZMQ,ZFD,baterije	8,33	12
števci po RTP,RP in TP-jih kontrolne meritve		
oprema računalniška za vodenja elektroenergetskih objektov	16,67	6
števci klasični indukcijski	7,73	13
števci klasični indukcijski	7,69	13
antikorozijska zaščita	5	20
oprema sistema brezprekinitvenega napajanja	10	10
priključno merilne omarice	5	20
AMI - enofazni števec	6,25	16
AMI - trifazni števec	6,25	16

Naziv	AMST	Življenjska doba
AMI - industrijski števec	6,25	16
programska oprema (AX,MAXIMO,GIS)	20	5
daljnovidna zaščita za ptice	5	20

1.4.2 Metodologija načrtovanja

1.4.2.1 Uporabljena orodja

Za analizo obratovalnih stanj in zanesljivosti omrežja v izhodiščnem letu in prihodnjem obravnavanem obdobju glede na obremenitve, uporabljamo simulacijsko orodje GREDOS v 10.6 in druga prilagodljiva prosto dostopna orodja za izračune pretokov moči v distribucijske omrežju.

Program lahko uporabimo za simulacije SN omrežja, saj je model v celoti skladen z dejanskim stanjem (elementi omrežja, topologija). Simulacije v GREDOS programskem paketu uporabljamo za preverjanje skladnosti preteklih in prihodnjih obratovalnih stanj v omrežju s kriteriji načrtovanja opisanimi v pogl. 1.2.

1.4.2.2 Uporabljeni postopki

Pri načrtovanju razvoja omrežja z analizami zajamemo 110 kV omrežje, ki predstavlja primarno distribucijsko omrežje, transformacijo 110 kV/SN in srednjenapetostno (SN) omrežje.

V prvi fazi načrtovanja razvoja z analizami obratovalnih stanj preverjamo, ali omrežje in transformacija, ob prognozirani rasti obremenitev, še izpolnjujeta kriterije načrtovanja. Ključne omejitve v tej fazi predstavljajo dopustni padci napetosti in dopustne obremenitve elementov omrežja.

Preverjanja se opravijo za pričakovane letne konične obremenitve, v časovnih intervalih, ki se prilagajajo stopnji rasti obremenitev in odmaknjenosti v prihodnost. Običajno so bližnji intervali petletni, zadnji pa desetletni.

V vsakem obdobju se preverjajo stanja normalnega obratovanja in stanja z enojnimi izpadi. Pri dvosistemskih vodih obravnavamo izpad obeh sistemov kot enojni izpad. Preverjajo se vsa možna stanja z enojnimi izpadi. Za manjše skupine porabnikov se dopušča, da nimajo možnosti rezervnega napajanja.

Ko v omrežju prekoračimo dopustne obremenitve ali padce napetosti, se odločimo za ojačitev. Časi ojačitev, dobljeni s takšno analizo, predstavljajo skrajne roke, ki ne smejo biti prekoračeni. Ko nastopi dilema med različnimi možnimi ojačitvami, je treba vsako smer razvoja, kot varianto, pripeljati do konca raziskovanega obdobja in šele nato izbrati ugodnejšo.

V drugi fazi načrtovanja s tehtanjem tehničnih, ekonomskih in kriterijev zanesljivosti opredelimo optimalno varianto razvoja. Pri tem med drugim upoštevamo stroške investicije, stroške vzdrževanja v življenjski dobi in izgube, s čimer zagotavljamo najnižje stroške. Ta načela so upoštevana že v fazah študije razvoja omrežja in kasneje še pred samo izbiro variante razvoja, kar zagotavlja optimizacijo distribucijskega sistema. Skrajne roke ojačitev, ki smo jih določili v prvi fazi, lahko v fazi optimizacije opredelimo natančneje. Objekt lahko zgradimo pred skrajnim rokom zaradi zmanjšanja stroškov izgub

, zaradi izboljšanja zanesljivosti napajanja uporabnikov ali prostorskih danosti, ki jih pogojuje splošen razvoj prostora.

1.5 Uporabljen sklad podatkov

DO je z navodilom predpisal vsebino in obseg podatkov, ki so jih posredovali pogodbeni izvajalci nalog DO za potrebe izdelave razvojnega načrta distribucijskega omrežja. Kot osnova oz. vir podatkov za izdelavo načrta razvoja služijo:

- izdani prostorski akti oz. smernice k prostorskim aktom,
- izdana soglasja za priključitev,
- podatki centra vodenja (predvsem neprekinjenost),
- podatki iz baze tehničnih podatkov,
- poraba energije na letni ravni po posameznih transformatorskih postajah,
- podatki s področja investicij,
- podatki o kakovosti napetosti (sistematično spremljanje kakovosti in spremljanje kakovosti ob pritožbah),
- podatki iz evidenc o stanju EDI,
- podatki o priključevanju in obratovanju razpršenih virov,
- analitika porabe in koničnih obremenitev in
- merilni podatki naprednih števecov.

V okviru projekta REDOS (Razvoj Elektroenergetskega Distribucijskega Omrežja Slovenije) poteka izdelava razvojnih študij, pri katerih sodelujejo vsi pogodbeni izvajalci nalog DO. Razvojne študije so izdelane z uporabo enotnih postopkov in kriterijev načrtovanja. Potrebne novogradnje in rekonstrukcije, ki so opredeljene z razvojnimi študijami REDOS, so zajete tudi v tem razvojnem načrtu in so navedene med viri.

1.6 Cilji razvojnega načrta

Razvojni načrt zagotavlja preglednost glede potrebnih srednje in dolgoročnih storitev prožnosti ter vključuje načrtovane naložbe v naslednjih desetih letih s posebnim poudarkom na glavni distribucijski infrastrukturi, ki je potrebna za priključitev proizvodnih zmogljivosti nove generacije in novih obremenitev, vključno s polnilnimi mesti za električna vozila. Razvojni načrt vključuje tudi uporabo prilagajanja odjema, energetske učinkovitost, objektov za shranjevanje energije ali druge vire, ki jih DO uporablja kot alternativo širitvi sistema. Cilji, ki jih želimo doseči z RN za prihodnje desetletno obdobje sledijo ključnim ciljem zakonodajnega paketa »Čista energija za vse Evropejce«, ki so: postaviti energetske učinkovitost na prvo mesto, prevzeti vodilno vlogo v energiji iz obnovljivih virov v svetovnem merilu in zagotoviti pošteno obravnavo odjemalcev.

RN tako izpostavlja naslednje cilje:

- zadostiti načrtovani in dejanski porabi ter potrebam po električni moči,
- zagotoviti enakopravne pogoje na trgu z električno energijo tako za dobavitelje, uporabnike kot tudi proizvajalce električne energije,
- dolgoročna usmerjenost k dviganju zanesljivosti dobave električne energije (ustrezno načrtovanje omrežja: podzemna izvedba vodov ...) končnim odjemalcem,
- večja ekonomska učinkovitost, robustnost, jakost in povečanje zanesljivosti elektroenergetskega sistema,
- povečanje energetske učinkovitosti elektrodistribucijske infrastrukture,
- spodbujanje investiranja v distribucijski sistem z uporabo okolju prijaznih rešitev in najsodobnejših tehnologij,

- zagotavljanje pogojev za priključevanje novih uporabnikov v razumnih rokih in z razumnimi stroški,
- z uporabo enotnih kriterijev in postopkov načrtovanja razvoja omrežja zagotoviti poenoten koncept razvoja distribucijskega sistema na celotnem območju Republike Slovenije,
- prepoznavati osrednjo vlogo odjemalcev, ki s svojim ravnanjem prehajajo iz neaktivnega udeleženca v aktivnega udeleženca trga z energijo; le ti v prihodnje ne bodo le odjemali energije iz omrežja, ampak bodo iskali možnosti vključevanja lastne proizvodnje v fleksibilen distribucijski sistem,
- prilagajanje distribucijskega sistema novim razmeram na trgu – skrb, da bo v distribucijskem sistemu proizvedene in prenesene čim več energije iz obnovljivih virov, ki bo uporabljena učinkovito,
- prilagajanje DO izzivom, ki ga prinaša tehnološki razvoj, povezan z dekarbonizacijo, digitalizacijo in decentralizacijo,
- povečanje dekarbonizacije in energetske učinkovitosti z vključitvijo inovativnih storitev ter razvojem stroškovno učinkovite polnilne infrastrukture in hranilnikov energije,
- podpora električni energiji iz obnovljivih virov in samooskrbi iz obnovljivih virov.,
- nadzor nad stanjem omrežja v realnem času in povečanje zanesljivosti napajanja (zagotavljati velikost napetosti in njeno frekvenco v okviru dovoljenih in dogovorjenih meja, obenem pa preko moči po vodih ne smejo presegati termičnih meja),
- izboljšati zanesljivost oskrbe z električno energijo v kriznih razmerah.

2 Energetske osnove in analize

2.1 Analiza porabe električne energije in obremenitev v preteklem obdobju

2.1.1 Analiza odjema

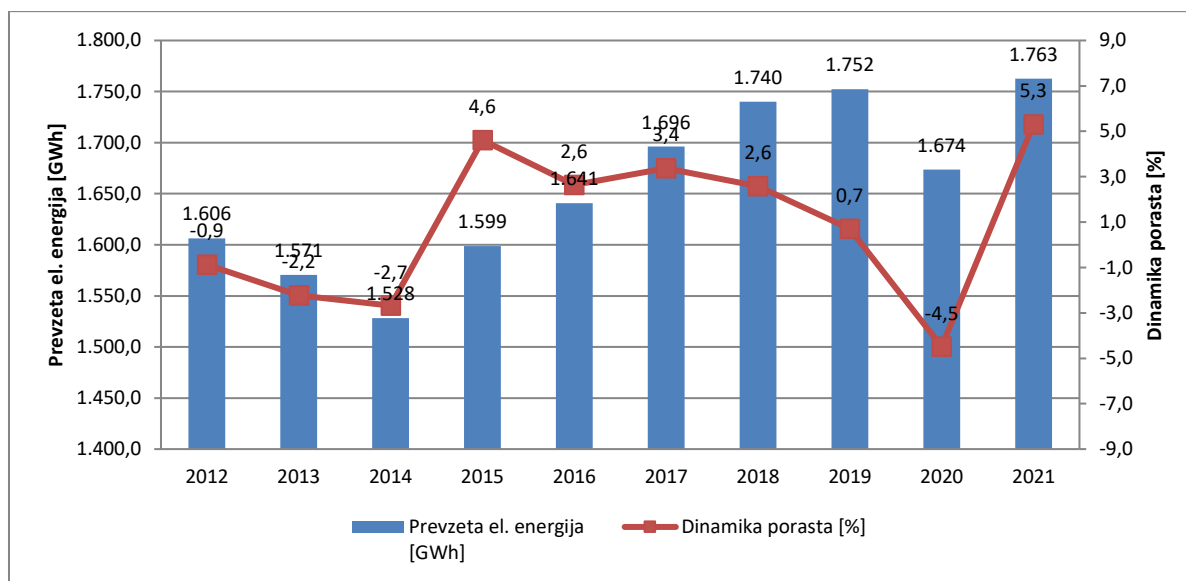
Prevzeta električna energija v distribucijsko omrežje predstavlja vsoto prevzete električne energije, izmerjene na obračunskih merilnih mestih med sistemskim operaterjem (v nadaljevanju: SO) na 110 kV napetostnem nivoju, prevzete električne energije, izmerjene na obračunskih merilnih mestih proizvodnih virov, priključenih na distribucijsko omrežje, prevzem od drugih podjetij za distribucijo električne energije in uvoz električne energije na distribucijskem omrežju.

Odjem električne energije predstavlja porabljeno električno energijo na odjemnih mestih brez izgub v distribucijskem omrežju. Analiza odjema električne energije in obremenitev je izvedena za preteklo desetletno obdobje. Odjem električne energije je v opazovanem časovnem obdobju z izjemo v letu 2014 postopoma naraščal do leta 2020, ko je padel kot posledica epidemije korona virusa.

Analiza porabe in izgub je izvedena za preteklo 10 letno obdobje. Prevzeto električno energijo sestavljajo vrednosti prevzemnih meritev na meji s prenosnim omrežjem in meritve proizvodnih virov, odjem električne energije pa pridobimo iz sistema meritev pri odjemalcih.

Tabela 3) Analiza odjem električne energije in izgub za obdobje 2012 – 2021 (T2)

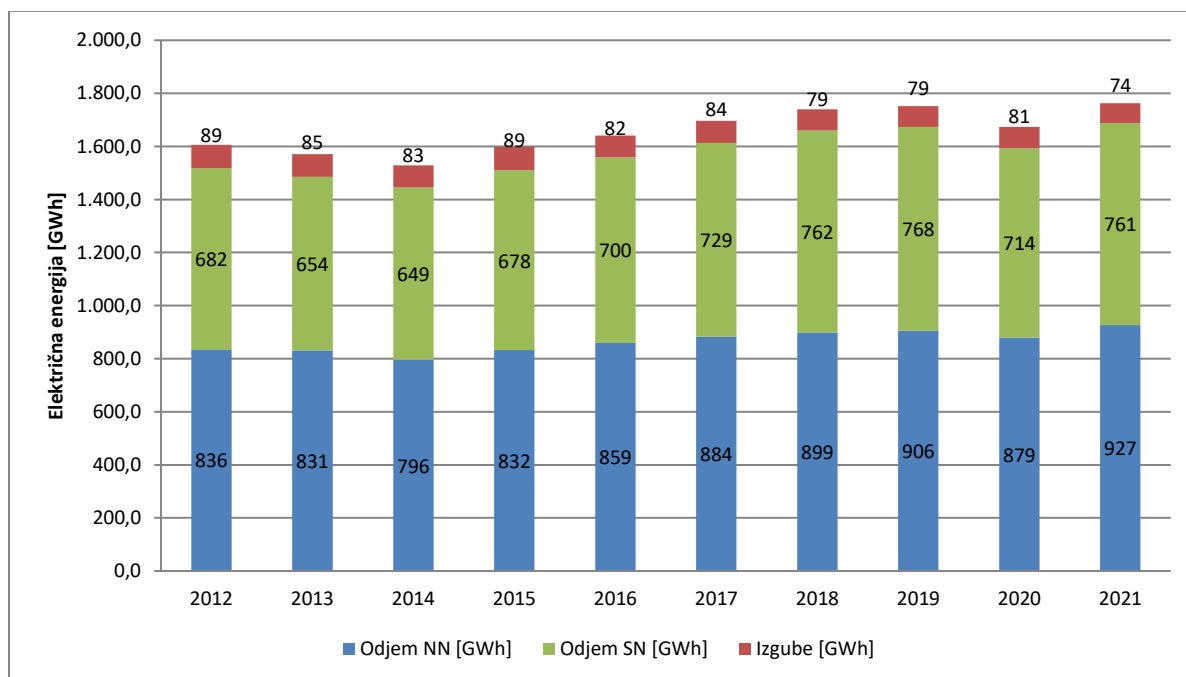
Leto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Prevzeta el. energija [GWh]	1.606,4	1.570,5	1.528,4	1.598,7	1.640,9	1.696,2	1.740,1	1.752,4	1.673,7	1.762,6
Odjem el. energije skupaj [GWh]	1.517,6	1.485,1	1.445,5	1.510,1	1.558,8	1.612,6	1.660,8	1.673,8	1.593,1	1.688,3
Odjem SN [GWh]	682,1	653,7	649,2	677,8	699,7	728,8	761,5	767,9	713,9	761,3
Odjem NN [GWh]	835,5	831,4	796,3	832,3	859,2	883,8	899,3	905,9	879,2	927,0
Izgube [GWh]	88,7	85,4	82,9	88,6	82,1	83,6	79,3	78,6	80,7	74,2
Dosežen cosφ	0,9929	0,99429	0,99453	0,995	0,995	0,995	0,99636	0,99717	0,9985	0,9967
Dinamika porasta [%]	-0,9	-2,2	-2,7	4,6	2,6	3,4	2,6	0,7	-4,5	5,3
Izgube v %	5,52%	5,44%	5,42%	5,54%	5,00%	4,93%	4,56%	4,48%	4,8%	4,2%



Slika 3) Prezveta električna energija 2010 – 2019 in dinamika porasta prevzete električne energije.

Od leta 2012 do 2021 beležimo prirast odjema električne energije za 170 GWh. V letu 2020 se opazi večji upad odjema, ki je posledica zmanjšane gospodarske aktivnosti zaradi koronskih ukrepov.

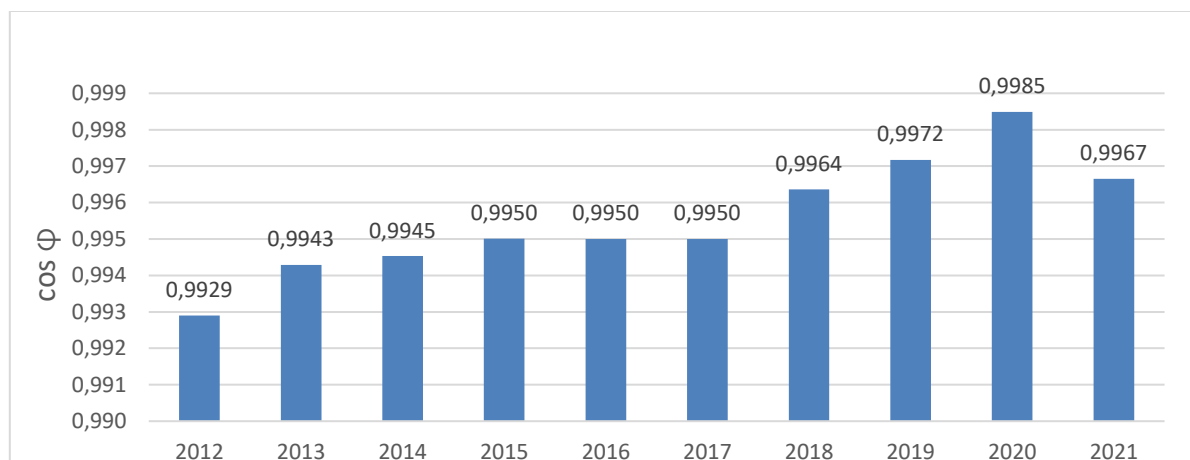
Iz pregleda vidimo, da je iz stališa energije porast odjema vedno večji in nič ne kaže, da bi prišlo do stagnacije.



Slika 4) Odjem električne energije pri končnih odjemalcih in izgube v distribucijskem elektroenergetskem omrežju Elektro Primorske d.d. v obdobju od leta 2012 do 2021.

Vsi ukrepi razvoja in obratovanja distribucijskega omrežja gredo v smeri znižanja izgub v distribucijskem omrežju. Med večje vplivne faktorje gotovo sodijo zamenjava transformacije s transformacijo z nižjimi izgubami, izboljšanje $\cos(\phi)$ odjema in povečanje stopnje kabliranja omrežja. Slednje pozitivno vpliva na ekonomiko investicij v življenjski dobi. Razpršeni viri lahko ob ustreznem

priključevanju k temu tudi pripomorejo vendar mora biti lokalni odjem na področju priključevanja ustrezno visok, da se pretoki moči v absolutnem smislu znižajo in ne povečajo.



Slika 5) Odjem jalove energije na področju Elektra Primorska d.d.

V 2019 beležimo rahlo stagnacijo odjema na področju odjema SN in VN. Slednje sicer ne pomeni stagnacijo investicij saj energetske obremenitve na veliko področjih zahtevajo pospešena vlaganja za zagotavljanje zanesljivosti obratovanja sistema.

Pomembna razvojna sprememba, ki se je zgodila v zadnjem obdobju je predvsem ureditev razmer na področju odjema jalove moči.

Če opazujemo trend spremembe faktorja delovnosti ugotovimo, da se ta izboljšuje. V letu 2020 se je ob izpadu odjema industrije ta še bistveno povečal kot v prejšnjih letih.

2.1.2 Letne konične obremenitve (z izgubami v distribucijskem omrežju) distribucijskega omrežja

Letna konična obremenitev sistema je najpomembnejši razvojni indikator, neposredno povezan z načrtovanjem omrežja, na osnovi katerega se zanašamo pri oceni trenutnega stanja in izdelavo napovedi bodočih obremenitev v omrežju.

Letna konična obremenitev področja, predstavlja vsoto 15 min prevzemnih meritev iz prenosnega omrežja in proizvodnje razpršenih virov. Kot taka sicer na načrtovanje nima vpliva, pomembno vlogo pa igra predvsem kot indikator gibanja skupnih obremenitev sistema, ki neposredno vplivajo na nujno načrtovanje omrežja.

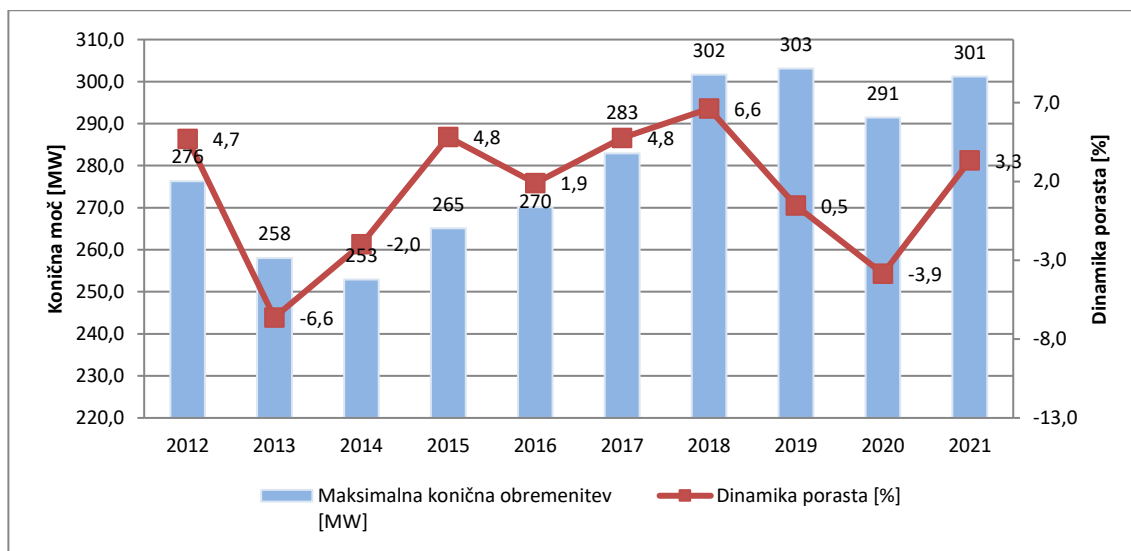
Posamezne obremenitve se za SN nivo spremlja po posameznih izvodih omrežja, v zadnjem času pa obremenitve poskušamo rekonstruirati tudi z združevanjem meritev meritev pri odjemalcih.

Podatki v obdobju 2012 – 2021 kažejo na konstanten porast koničnih obremenitev v sistemu. V letu 2020 se vidi upad obremenitev zaradi korone, ki pa se je v letu 2021 iznihal.

Konične obremenitve letno presegajo zgodovinsko beležene vrednosti, kar je indikator potrebe po dodatnem razvoju omrežja zaradi obremenitev. Zaradi faktorja prekrivanja so porasti obremenitev na posameznih RTP oz. še bolj na izvodih omrežja še toliko višji.

Tabela 4) Letne konične obremenitve v omrežju z in brez izvoza kot vsota prevzemnih meritev iz prenosnega omrežja in kvalificiranih proizvajalcev na distribucijskem omrežju (T3).

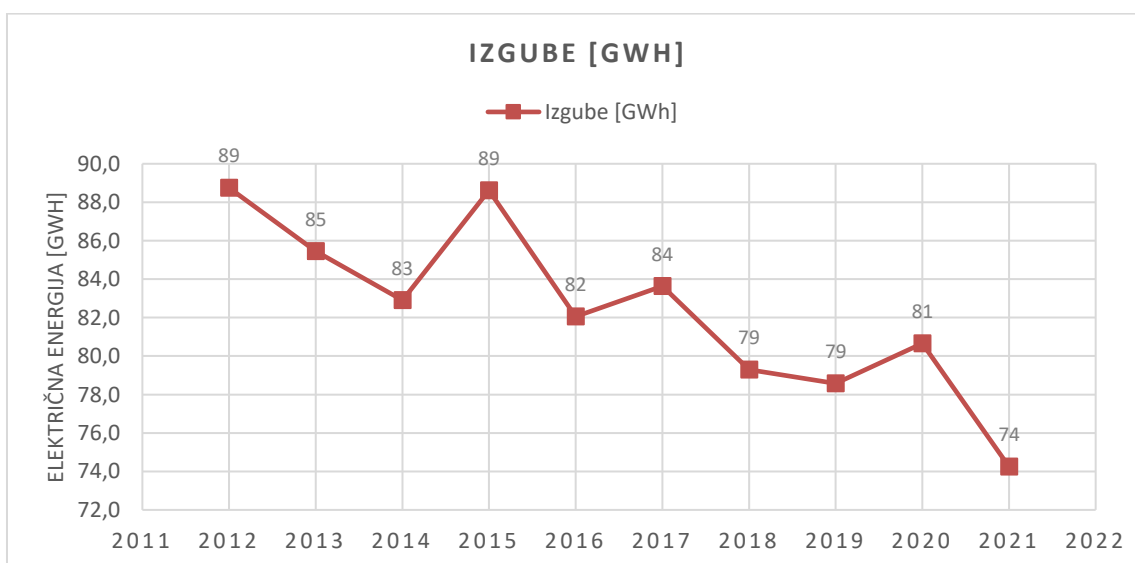
Leto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Maksimalna konična obremenitev [MW]	276,3	258,0	252,9	265,1	270,1	283,0	301,7	303,1	291,4	301,2
Dinamika porasta [%]	4,7	-6,6	-2,0	4,8	1,9	4,8	6,6	0,5	-3,9	3,3



Slika 6) Letne konične obremenitve (z izgubami v distribucijskem omrežju) na nivoju podjetja, v obdobju od leta 2006 do 2015, brez izvoza električne energije v tujino.

2.1.3 Izgube v distribucijskem omrežju

Izgube v omrežju EP se nižajo. V letu 2012 so znašale 89 GWh t.j. 5,85%, v letu 2021 pa znašajo le še 74 GWh / leto, kar znaša 4,4 % odjema v zadnjem letu. Gre torej za občutno povečavo učinkovitosti distribucijskega omrežja na osnovi znižanja izgub.



Slika 7) Izgube v distribucijskem omrežju.

Izgube v omrežju so neizogiben del prenosa električne energije z elektroenergetskim sistemom. Nižanje izgub distribucijskega sistema ima pomembno ekonomsko, tehnično in okoljevarstveno vlogo. Izgube v omrežju EP se nižajo in so nižje od povprečja EU.

Razlog za to gre iskati v prekrivanju naslednjih vzrokov:

- Aktivno izvajanje ukrepov povezanih z zmanjševanjem komercialnih izgub;
- Celovit prehod SNO iz 10 kV napetostnega nivoja na 20 kV napetostni nivo (EP);
- Manjšanje jalovih pretokov moči po omrežju (izboljšanje $\cos(\varphi)$) in posledično nižje izgube v omrežju;
- Povečanje deleža razpršenih virov v nizkonapetostnih omrežjih²;
- Zmanjšanje izgub prostega teka transformatorjev VN/SN in SN/NN (zamenjava transformatorjev);

Trajnostno nižanje izgub v omrežju ni možno brez ustrezne ojačitve omrežja, ki pa mora biti ekonomsko dolgoročno upravičena. EP je s preходом SN omrežja iz 10 kV na 20 kV napetostni nivo v preteklem obdobju učinkovito znižala izgube v distribucijskem omrežju.

Izgube v omrežju se pojavljajo ob vsakem prenosu moči v omrežju. Največje so tam, kjer imamo večjo razdaljo prenosa večje moči in posledično tudi višji padec napetosti. Večajo se z uporabo omrežja, ki jih opišemo z obratovalnimi urami glede na maksimalno prenosno moč. Večje kot so obratovalne ure v omrežju višje so dosežene izgube. Ob uporabi tehnologij za izravnavo dnevnega diagrama, ki višajo uporabo obstoječega omrežja lahko pričakujemo tudi višje izgube.

Izguba večjega odjemalca oziroma zmanjšanje odjema lahko v veliko primerih pomeni neposredno povečanje deleža izgub, saj imajo ti odjemalci običajno zagotovljeno ustrezno omrežje, v katerem so variabilne izgube zanemarljive.

Izgube delimo na fiksne (izgube v jedrih transformatorja, komercialne izgube..) in variabilne izgube, ki so odvisne od kvadrata obremenitev ohmskih elementov omrežja in se z nižanjem upornosti elementov linearno nižajo.

Fiksne izgube znižujemo z ustrezno regulacijo napetosti v omrežju, izbiro ustreznih transformatorjev z nizkimi izgubami, komercialne pa znižujemo z:

- rednim pregledom števecov,
- naključnim testiranjem odjema na terenu,
- izdelavo primerjalnih analiz sumarnih števecov v transformatorskih postaj in odjema na transformatorskih postaj,
- podrobnih kontrol merilnih mest na podlagi obračunskih podatkov (odstopanja med dvema obračunoma).

Variabilne izgube lahko pri načrtovanju ocenimo s pomočjo formule:

$$W_{izg} = P_{izg\ max} \cdot 8760 \cdot \left[0,13 \cdot \frac{\tau_p}{8760} + 0,87 \cdot \left(\frac{\tau_p}{8760} \right)^2 \right]$$

Variabilne izgube so ohmske izgube v elementih omrežja. Posledično so sorazmerne ohmski upornosti elementov in kvadratom toka, ki teče skozi element omrežja. Ohmske izgube nižamo tako, da z ojačitvami omrežja zmanjšujemo upornost elementov. V fazi načrtovanja omrežja se z zgornjo formulo upošteva tudi variabilne izgube in jih vrednoti med posameznimi variantami.

Izgube je z zgornjo enačbo v zadnjih letih težko oceniti, saj se spreminjajo dnevni diagrami odjema zaradi toplotnih črpalk, samooskrb in splošne spremembe krivulje povprečnega odjema. Zato bo

² Izgube se nižajo predvsem zaradi trenutno relativno nizke koncentracije RV. Ko se delež RV poveča se z njim lahko povečajo tudi izgube v omrežju, prav tako ob glajenju krivulje odjema z uvedbo fleksibilnosti.

potrebno v prihodnje spremeniti pristop izračuna izgub, ki ne bo temeljil na standardni krivulji dnevnega diagrama ampak na dejanski doseženi in deležu posameznih vrst odjema in proizvodnje – simulacijami omrežja z dejanskimi dnevnimi diagrami.

Izgube so v procesu načrtovanja odvisne od kriterjev načrtovanja. Bolj strogi kriteriji načrtovanja dolgoročno prinesejo nižje ciljne izgube v omrežju ob ustreznem investiranju v omrežje. Zato sistema ne načrtujemo na skrajne obratovalne meje ampak poskušamo z ustreznimi investicijami ozka grla, kjer nastanejo izgube odpraviti tam, kjer je to ekonomsko smoterno, hkrati pa s tem dosežemo ustrezno načrtovalsko rezervo, ki je pomembna predvsem zaradi varnosti oskrbe. Ključ je okoljska sprejemljivost rešitve.

Pri fiksnih izgubah smo odvisni od stanja tehnike in predvidenih ciklov zamenjave elementov distribucijskega omrežja. Kot najbolj neposreden ukrep za znižanje izgub na osnovi stanja tehnike je prav zamenjava SN/NN transformatorjev.

Učinkovitejše planiranje in boljši pregled dejanskih izgub bomo lahko uvedli po povečanju spoznavnosti v omrežju, vzpostavitvi merilne infrastrukture na celotnem distribucijskem omrežju in modela omrežja, ki bo lahko te meritve izkoristil za identifikacijo področji, kjer bodo potrebna znižanja. S tem bomo vplivali tudi na t.i. komercialne izgube, ki nastajajo v distribucijskem omrežju, ki še vedno predstavlja velik delež doseženih izgub.

Z razliko oddane in prejete energije na posameznem SN izvodu od meritev po TP ali TP in meritev pri odjemalcih bo v prihodnje možno določiti tiste elemente, ki bistveno odstopajo in pognati proces načrtovanja glede na dejanske obremenitve in dosežene izgube.

2.1.1 Analiza sezonskih premaknitev maksimalnih koničnih obremenitev in mesečni odjem električne energije

Poleg velikosti obremenitev, je iz stališča razvoja pomembno, kdaj se te v sistemu pojavljajo. Dopustne obremenljivosti elementov DEES so pri višjih temperaturah v poletnem času manjše [1]. Nenaden premik konične obremenitve sistema v poletni čas pomeni zmanjšanje rezerve do dopustne obremenitve elementov DEES v sistemu. S tem problemom se že spopadamo na obalnem področju, kjer so obremenitve še posebej kritične v poletnem času zaradi turizma. Trenutno je, glede na beležene obremenitve, ključna elektroenergetska infrastruktura na tem področju grajena tako, da se dopušča obravnavo maksimalne obremenitve v zimskem času.

Konične obremenitve podjetja v preteklem desetletnem obdobju, so se do leta 2012 pojavljale od novembra do januarja. Izjemoma se je v letu 2015 pojavila konična obremenitev podjetja v mesecu juliju.

Tabela 5) Mesečno pojavljanje maksimalnih letnih koničnih obremenitev na nivoju podjetja v obdobju od leta 2010 do 2019 (T4)

Leto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Mesec maksimalne obremenitve	dec	mar	feb	dec	dec	jul	dec	jan	feb	jan

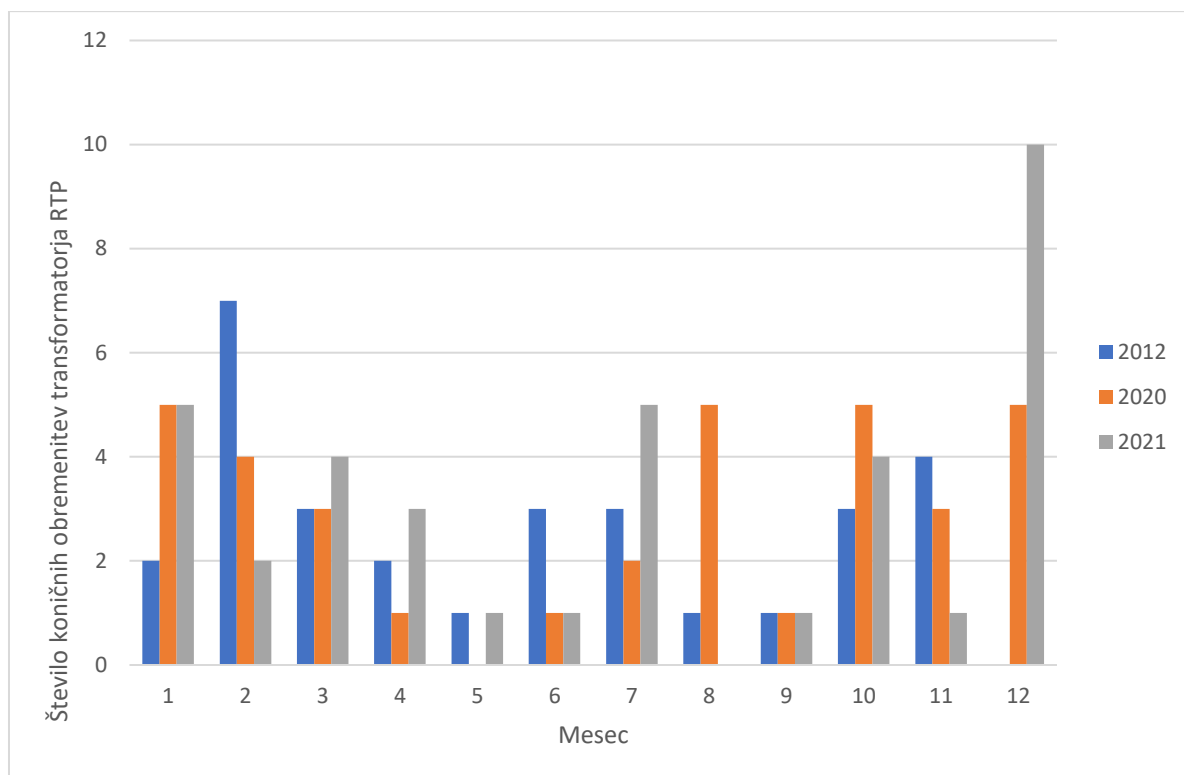
*Tabela 6) Mesečne pojavitve
koničnih obremenitev (T4).*

nov=	0	0%
dec=	4	40%
jan=	3	30%
feb=	2	20%
mar=	0	0%
jul=	1	10%

Pričakovano je konična obremenitev v poletnih mesecih najbolj pogosta na področju DE Koper (RTP Lucija, RP Izola, RTP Koper, RTP Dekani). Delno je to posledica velike prisotnosti toplotnih črpalk, delno pa večje gospodarske aktivnosti zaradi turizma. Delni premik koničnih obremenitev v poletni čas se opazi pri konicah transformatorjev **T5** (Tabela 7) . S povečano gospodarsko aktivnostjo so se obremenitve nazaj preselile v zimski čas. Tako ostaja tudi v letih 2018 in 2019.

Tabela 7) Število transformatorjev v RTP z maksimalno letno konično obremenitvijo po letih (T5)

Mesec/Leto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
jan	2	6	6	6	10	9	9	9	5	5
feb	7	7	5	5	1	6	1	1	4	2
mar	3	2	3	2	0	1	6	7	3	4
apr	2	3	1	0	3	1	1	1	1	3
maj	1	3	3	3	0	2	1	1	0	1
jun	3	1	0	0	2	1	0	0	1	1
jul	3	1	0	0	3	2	2	2	2	5
avg	1	2	0	2	2	1	0	0	5	0
sep	1	2	1	0	2	0	2	1	1	1
okt	3	1	4	4	1	1	2	2	5	4
nov	4	0	2	3	3	4	7	7	3	1
dec	4	10	10	9	8	7	4	4	5	10

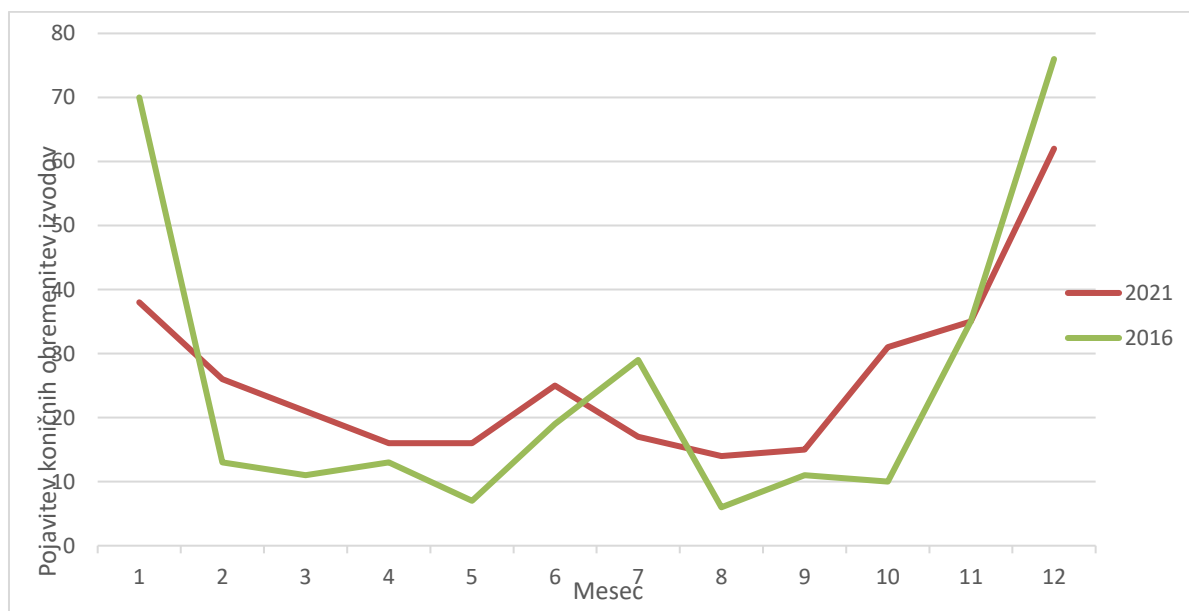


Slika 8) Pojavitev konic energetskih transformatorjev na področju EP.

Že s pregledom pojavitve konic na nivoju energetskih transformatorjev vidimo, da prihaja do premika koničnih obremenitev v poletne mesece na področju EP.

Če beležimo pri transformatorjih upad pojavitve poletnih koničnih obremenitev, se pri izvodih SNO število doseženih koničnih obremenitev izvodov povečuje.

Tabela 8) Število SN izvodov z maksimalno letno konično obremenitvijo³ (T6)



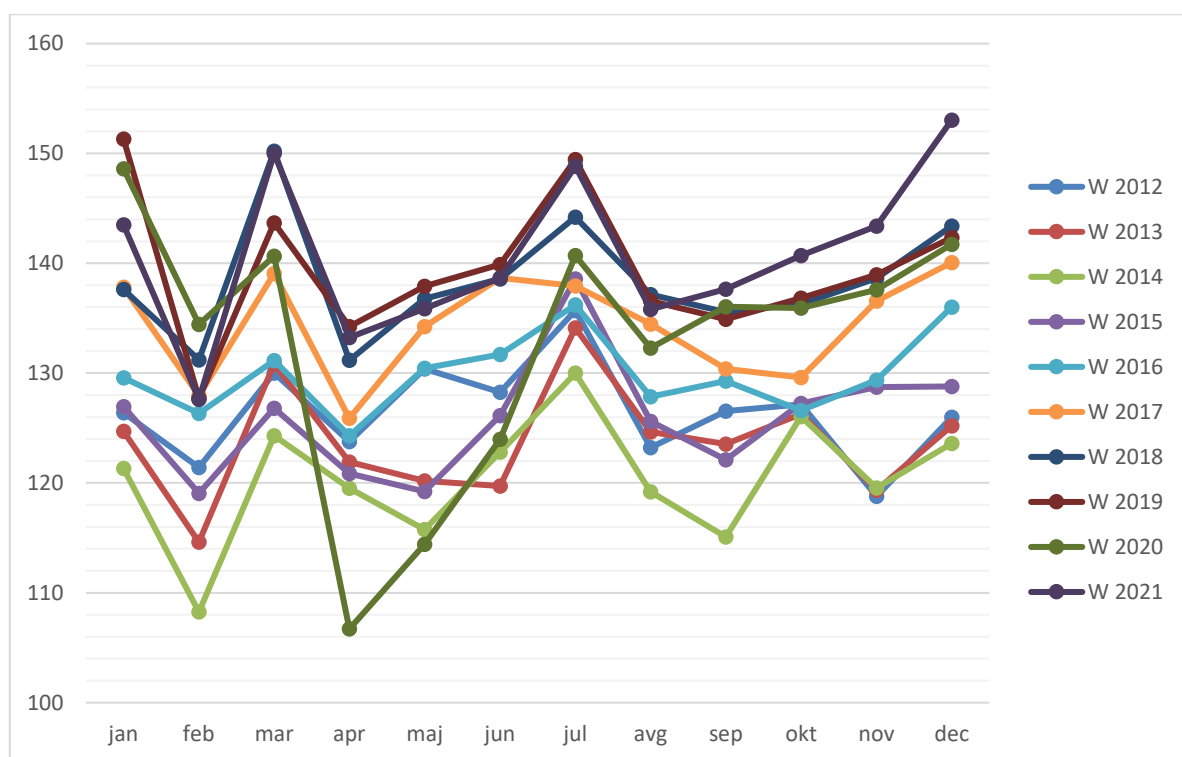
Slika 9) Število izvodov s konično obremenitvijo v mesecu v letih 2016, 2021.

³ Število merjenih izvodov je odvisno od vključenosti v sistem vodenja SCADA in nivojev, ki jih opazujemo. Število izvodov smo omejili na RTP in RP, v sistem so vključene tudi meritve po transformatorskih postajah.

Na splošno lahko ugotovimo, da je število pojavitev koničnih obremenitev pričakovano največje v zimskih mesecih. Zaradi prisotnosti klimatskih naprav za hlajenje se konice premikajo v poletne mesece, kar je sicer glede na vedno večje število proizvodnje iz SE zaželeno. S tem se izgube v omrežju nižajo, sončne elektrarne so vedno bolj izkoriščene.

Tabela 9) Mesečni pregled odjema električne energije [GWh] (T7)

Mesec/Leto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
jan	126,40	124,70	121,32	126,96	129,58	137,82	137,63	151,33	148,62	143,50
feb	121,43	114,61	108,26	119,06	126,32	127,94	131,20	127,70	134,44	127,62
mar	130,01	130,82	124,30	126,81	131,15	139,07	150,21	143,66	140,66	149,99
apr	123,76	121,91	119,53	120,86	124,28	125,89	131,17	134,24	106,71	133,23
maj	130,40	120,19	115,76	119,24	130,45	134,22	136,78	137,91	114,41	135,86
jun	128,26	119,74	122,81	126,13	131,70	138,66	138,56	139,90	123,97	138,66
jul	135,70	134,13	130,00	138,59	136,21	137,93	144,21	149,44	140,70	148,84
avg	123,22	124,65	119,21	125,60	127,86	134,48	137,15	136,56	132,29	135,81
sep	126,54	123,55	115,09	122,12	129,29	130,38	135,54	134,90	136,05	137,65
okt	127,17	126,27	126,05	127,24	126,60	129,59	136,27	136,84	135,93	140,70
nov	118,78	119,33	119,54	128,73	129,36	136,55	138,65	138,96	137,60	143,38
dec	125,98	125,19	123,59	128,77	136,02	140,07	143,40	142,34	141,71	153,04



Slika 10) Primerjava letnega odjema el. energije mesečno po letih.

Z večanjem življenjskega standarda in s tem povezane vgradnje toplotnih črpalk, večanjem turistične dejavnosti in povezane e-mobilnosti v teh mesecih je pričakovati višje odjeme električne energije, še posebej v zimskem času. Vpliv se že opazi v letu 2021, ko se je skupni mesečni odjem električne energije bistveno zvišal v primerjavi z ostalimi meseci.

Uvedba fleksibilnosti bo vplivala tudi na oblikovanje konice. V kolikšnem obsegu bo to odvisno od odjemalcev in njihovega prisostvovanja v fleksibilnostnih shemah.

Posamezne obremenitve po RTP, ki vplivajo na razvojne odločitve bomo podali v poglavju 3.1.

2.2 Razvoj BDP in poraba električne energije

Prvi korak v procesu načrtovanja distribucijskih sistemov je priprava ocen prihodnje porabe električne energije in obremenitev. Napovedovanje prihodnjih dogodkov in razmerij je vedno povezano z veliko stopnjo negotovosti. To še posebej velja, kadar je opazovano prihodnje obdobje dolgo. Da bi čim bolje ocenili, kaj lahko pričakujemo v prihodnosti, skušamo zamejiti prostor razvojnih možnosti z več ocenami in na ta način olajšati sprejemanje odločitev. Namen scenarijev ni natančna prognoza bodoče porabe in obremenitev v izbranem letu, temveč dolgoročno oceniti trende razvoja ob realizaciji izbranih scenarijskih predpostavk in dejavnikov.

Kvalitetna ocena razvoja odjema in koničnih obremenitev na določenem območju je eden najpomembnejših elementov, potrebnih za uspešno in učinkovito dolgoročno načrtovanje razvoja omrežja. Napovedovanje odjema električne energije je kompleksen problem, ki vsebuje vrsto negotovosti. Procesi napovedovanja odjema energije temeljijo na različnih metodologijah, od izkustvenih metod in ekstrapolacije trendov, do visoko specializiranih matematičnih orodij. Metodologija napovedovanja odjema električne energije in moči je podrobneje obdelana v [55, 56]. Prognoza odjema električne energije in koničnih obremenitev na posameznem geografskem območju oskrbe z električno energijo je podrobneje obdelana v [17, 24, 29, 37, 43].

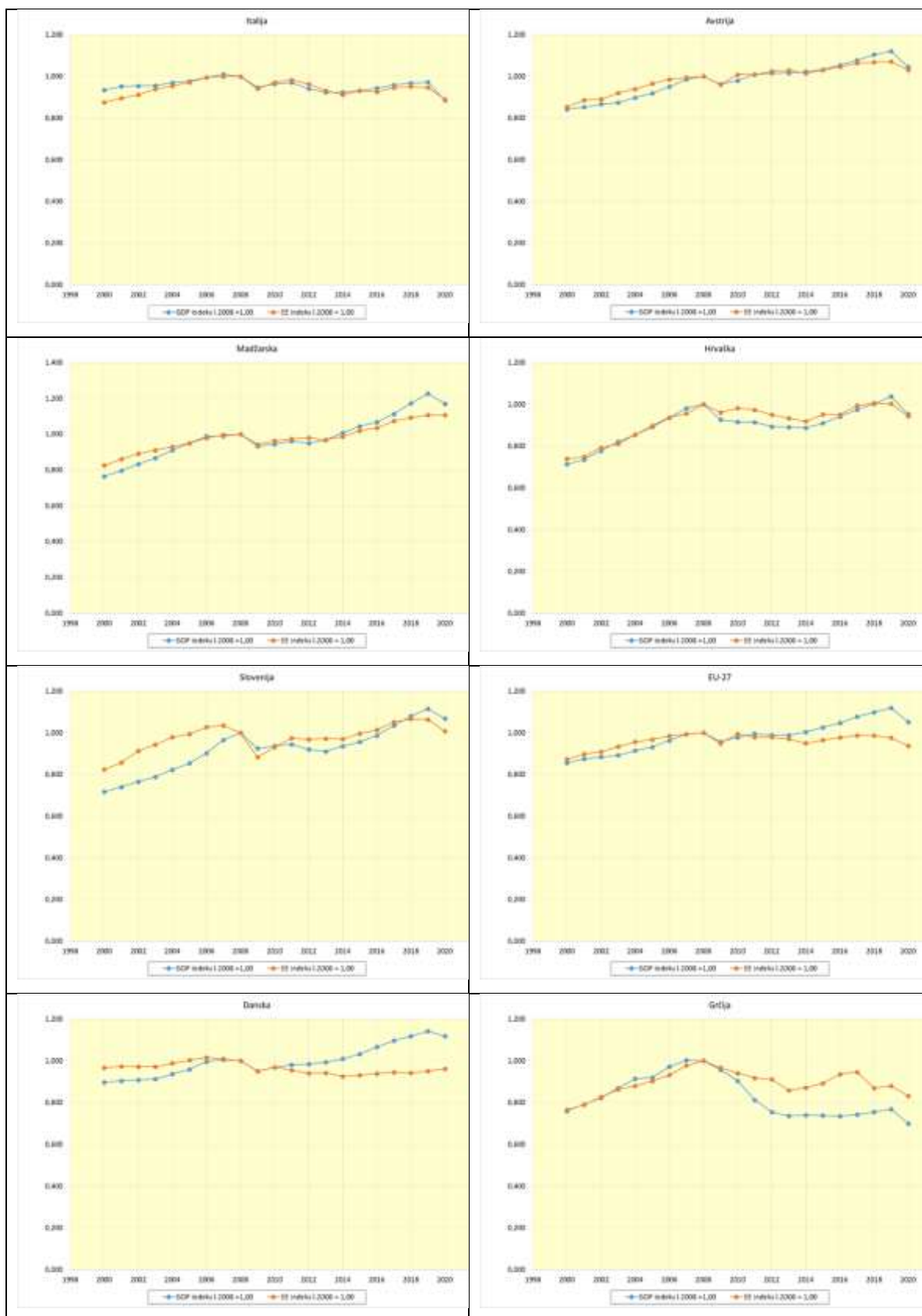
2.2.1 Vzajemnost gospodarskega razvoja in poraba električne energije

Poleg Slovenije v tem poglavju prikazujemo še podatke za štiri države, na katere Slovenija meji (Italija, Avstrija, Madžarska in Hrvaška), za države Evropske unije skupno (EU -27), ter za Grčijo (država, ki je v zadnjih dveh desetletjih doživela največji zaostanek v razvoju) in Dansko, ki je v pogledu energetske preobrazbe najučinkovitejša⁴

Iz prikaza na spodnji sliki **Napaka! Vira sklicevanja ni bilo mogoče najti.** lahko razberemo, da za Slovenijo in države, na katere mejimo, lahko še vedno govorimo o čvrstem odnosu med spremembami v obsegu porabe električne energije in spremembami BDP. Za Avstrijo, Madžarsko in Hrvaško celo velja, da je tudi med celotnim kriznim dogajanjem odnos med BDP in porabo ostal nespremenjen. Za Italijo sta, po letu 2008, značilna upadanje in velika nihanja v pogledu BDP, ki pa se zelo jasno odražajo tudi na porabo električne energije. Za celotno EU-27 velja, da se je po turbulentnem obdobju, nekako od leta 2016 dalje zveza med BDP in porabo znova vzpostavila – ampak na nižjih ravneh porabe. Podobno velja tudi za Slovenijo po letu 2008, kar (med drugim) sovпада z zaprtjem podvojene proizvodnje v Talumu, pa tudi delnem prestrukturiranju v obdobju gospodarske krize in po njej. Na Danskem opazimo, da je dejansko prišlo do razklopa med rastjo porabe električne energije in stopnjo gospodarske rasti, medtem ko je v Grčiji po letu 2008 poraba električne energije padla mnogo manj, kot se je zmanjšal obseg BDP, in je poraba naraščala tudi v obdobjih gospodarske stagnacije.

Med posameznimi državami so seveda razlike, ki izhajajo iz gospodarske razvitosti in strukture ustvarjene dodane vrednosti in odjema električne energije po dejavnostih. Treba je tudi poudariti pomen energetske mešanice in razpoložljivost posameznih energentov ter pariteto cen med njimi. Dodatno lahko pregled zameglijo še naključni zunanji vplivi (npr. vremenske razmere v nekem letu, v državah, kjer se veliko električne energije porabi za ogrevanje).

⁴ Podatke o bruto domačem proizvodu (BDP), številu prebivalcev in porabi električne energije smo povzeli po podatkovni bazi Eurostat. Zato so vsi podatki poenoteni, metodološko skladno obravnavani in iz istega vira za vse države. V analizi smo upoštevali obdobje od leta 2000 do leta 2020, saj podatki o celotni, letni, porabi električne energije za leto 2021, v času priprave te analize, še niso razpoložljivi.



Slika 11) Primerjava razvoja BDP in porabe končne električne energije po letih.

2.2.2 Elastičnost porabe električne energije

Napaka! Vira sklicevanja ni bilo mogoče najti. podaja prikaz odstotnih sprememb BDP in povezanih odstotnih sprememb porabe električne energije za izbrane države EU. Prikaz se nanaša na obdobja od leta 2000 do 2007, od leta 2007 do 2014, od 2014 do leta 2019, ter med letoma 2019 in 2020, ki smo jih določili glede na značilna obdobja in kot to izhaja tudi iz ugotovitev v prejšnjem poglavju. Prikaz zaključimo s sumarnim prikazom za obdobje od leta 2000 do leta 2019, za katerega sodimo, da je za analize in razumevanje dolgoročnih trendov primernejše, kot pa celotno obdobje 2000–2020.

Tabela 10: Odstotne spremembe ravni BDP in porabe končne električne energije ter elastičnost porabe električne energije v odnosu na BDP po obdobjih

	2000 - 2007			2007-2014			2014-2019			2019-2020			2000-2019		
	ΔGDP %	ΔEE %	$\Delta EE\% / \Delta GDP\%$	ΔGDP %	ΔEE %	$\Delta EE\% / \Delta GDP\%$	ΔGDP %	ΔEE %	$\Delta EE\% / \Delta GDP\%$	ΔGDP %	ΔEE %	$\Delta EE\% / \Delta GDP\%$	ΔGDP %	ΔEE %	$\Delta EE\% / \Delta GDP\%$
Italija	8,1	14,2	1,75	-8,6	-6,8	0,79	5,2	3,7	0,71	-8,9	-6,0	0,67	4,1	8,0	1,99
Avstrija	17,1	16,6	0,97	3,0	3,6	1,19	9,6	5,5	0,58	-6,7	-3,7	0,55	33,2	25,6	0,77
Madžarska	29,5	20,7	0,70	-2,3	-2,7	1,15	21,7	12,2	0,56	-4,7	0,0	0,00	60,5	34,2	0,57
Hrvaška	37,5	29,4	0,78	-9,1	-2,2	0,25	16,9	9,2	0,54	-8,1	-6,0	0,74	45,4	35,7	0,79
Slovenija	34,8	25,7	0,74	-5,5	-6,3	1,14	19,2	9,7	0,50	-4,2	-5,3	1,25	55,6	29,2	0,52
EU-27	16,0	13,7	0,86	-0,5	-2,4	4,40	11,5	2,7	0,24	-5,9	-3,9	0,66	30,7	11,8	0,38
Danska	12,0	4,4	0,37	-1,2	-6,7	5,58	13,2	2,8	0,21	-2,1	1,1	-0,54	27,3	-1,7	-0,06
Grčija	32,0	27,7	0,87	-26,7	-11,8	0,44	3,9	1,1	0,27	-9,0	-5,6	0,62	1,1	15,0	13,15

Med letoma 2000 in 2007 je BDP EU-27 narasel za 16 % in v Sloveniji za 34,8 %. Istočasno se je poraba električne energije EU-27 povečala za 13,7 % in v Sloveniji za 25,7 %,

Obdobje od leta 2007 do leta 2014 zaznamujejo gospodarska in finančna kriza in tudi recesija. Dogajajo se strukturne spremembe v gospodarstvu. V pogledu porabe ni enotnega odziva na spremembo BDP. BDP EU-27 se je zmanjšal za 0,5 %, v Sloveniji pa za 5,5 %. Poraba električne energije se je v EU-27 zmanjšala za 2,4 % in v Sloveniji za 6,3 %.

V obdobju pokriznega okrevanja (od leta 2014 do 2019) v vseh državah, razen Nemčije, znova (čeprav z različno dinamiko) raste tako BDP kot tudi poraba električne energije. Med letoma 2014 in 2019 je BDP EU-27 narasel za 11,5 % in v Sloveniji za 19,2 %. Istočasno se je poraba električne energije celotne EU-27 povečala samo za 2,7 % in v Sloveniji za 9,7 %,

V celotnem obdobju od 2000 do 2019 je BDP porasel za več kot 100 % na Irskem, v Litvi, na Malti, v Romuniji, na Slovaškem in Poljskem, medtem ko se je samo v Litvi, na Malti, Cipru, v Estoniji in Latviji poraba električne energije povečala za več kot 50 %. V vseh državah, razen na Danskem in Švedskem, sta narastla tako BDP kot poraba električne energije. Na Danskem in Švedskem pa se je poraba zmanjšala, čeprav je BDP narasel. V EU-27 je v celotnem obdobju 2000 do 2019 BDP narasel za 30,7 % (v Sloveniji za 55,6 %), poraba končne električne energije pa za 11,8 % (v Sloveniji za 29,2 %).

Analiza koeficientov elastičnosti nas privede do podobnih zaključkov, kot smo jih opisali že, ko smo primerjali razvoj BDP in porabe električne energije v posameznih obdobjih. Koeficienti elastičnosti se med državami razlikujejo in odsevajo veliko različnih dejavnikov: od stopnje gospodarske razvitosti do strukture dodane vrednosti po dejavnostih in strukture porabe električne energije tako po dejavnostih (delež energetske intenzivnih panog) kot po namenu rabe (delež rabe za ogrevanje, ki ni neposredno povezana z BDP). Poenostavljeni pregledi in sklepanja so tukaj lahko zelo zavajajoči.

Če pa pregledamo celotno obdobje od leta 2000 do leta 2019, v katerem so se EU najprej priključile številne nove članice, potem pa smo imeli veliko finančno in gospodarsko krizo in v katerem so se

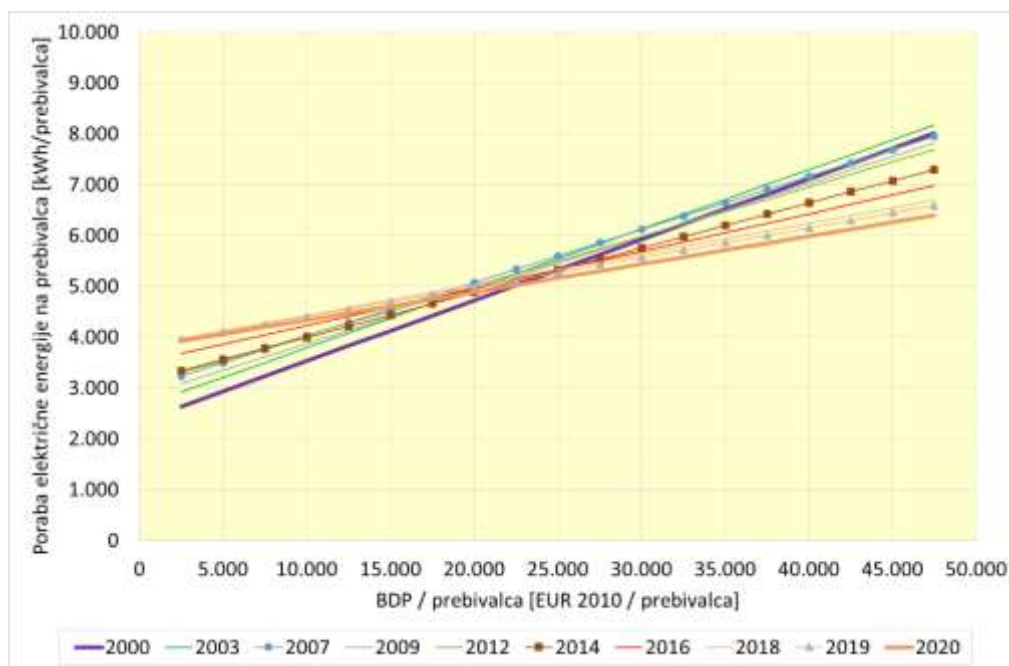
razmere v EU močno spreminjale, v splošnem velja, da je tudi s stališča elastičnosti porabe kriza pomenila velik prelom. Tako na ravni vseh držav EU skupaj, kot tudi za večino posameznih držav EU, sta koeficienta elastičnosti na koncu opazovanega obdobja (med leti 2014 in 2019) nižja kot v začetnem obdobju (od leta 2000 do leta 2007). Na začetku opazovanega obdobja je znašal koeficient elastičnosti spremembe porabe električne energije v odnosu na spremembo BDP v EU-27 0,86 in Sloveniji 0,74, med letoma 2014 in 2019 pa v EU-27 samo še 0,24 in v Sloveniji 0,5.

2.2.3 Stopnja gospodarske razvitosti in poraba električne energije

Porabo električne energije moramo vedno razumeti v funkciji zadovoljevanja določenih potreb. Energija je gibalno razvoja naše družbe - brez zadostne in kvalitetne oskrbe z energijo celosten razvoj družbe ni mogoč.

Na obseg porabe električne energije vplivajo številni dejavniki, med katerimi so najpomembnejši struktura, velikost in obseg gospodarske rasti, raven celotne razvitosti družbe, raven tehnološke razvitosti, klimatske razmere, okoljska zavest in zavest o nujnosti sonaravnega in trajnostnega razvoja ter gibanje in paritete cen energentov v razmerju do kupne moči. Pomemben dejavnik je tudi demografija. V EU in tudi v slovenskih razmerah še vedno velja, da je BDP tisti dejavnik, ki najbolj odločilno vpliva na obseg porabe, čeprav zveza med tema veličinama ni več tako enoznačna in stabilna, kot smo je bili vajeni v preteklosti. Relacija ni (in ni nikoli bila) povsem enovita (ni 1:1, temveč jo odražajo koeficienti elastičnosti, ki so v normalnih razmerah nižji od 1 oziroma celo od 0,5), vendar niti tako velike spremembe, kot jih je povzročila svetovna gospodarska kriza tega razmerja dolgoročno ne odpravijo. Seveda pa so v času krize in prestrukturiranja razmerja zelo neznačilna in volatilna in se po končani krizi vzpostavijo na novo.

Vzajemnost odnosa med ravno gospodarske razvitosti in ravno porabe električne energije podkrepimo s prikazom na sliki 13. Najpomembnejša ugotovitev je, da višja stopnja razvitosti družbe praviloma ni možna brez ustrezno visoke oskrbe z električno energijo. To lahko zaključimo na osnovi vzorca vseh evropskih držav in izračunov v različnih časovnih obdobjih. Med tema veličinama obstaja vzajemen odnos, ki pa ga je možno z leti spremeniti. Kot je razvidno iz slik, se spreminja naklon regresijske premice. Na račun prestrukturiranja gospodarstva in učinkovitejše rabe je možno znižati rast potreb po energiji v odnosu do gospodarske rasti. Vendar po našem prepričanju pri tem praviloma ne gre za t. i. »razklop« med rastjo porabe in rastjo BDP, temveč se samo spremeni relacija med njima, ki pa še skoraj vedno ostane pozitivna. Menimo, da dolgoročno ni pričakovati gospodarske rasti brez rasti porabe električne energije tudi, če bi ne prišlo do razogljičenja energetskega sektorja. V primeru realizacije trenutno pričakovanih in željenih energetskih politik, ki večinoma temeljijo na povečani rabi električne energije, pa še toliko bolj.



Slika 12: Odnos med ravno gospodarske razvitosti in porabo električne energije, izbrane države EU,

Iz slike 12 in tudi iz ugotovitev v predhodnih poglavjih (koeficienti elastičnosti) lahko ponovno zaključimo, da je odnos med porabo električne energije ter stopnjo gospodarske razvitosti (izraženo bodisi kot absolutni obseg BDP bodisi kot BDP na prebivalca) vzajemen. Visoka stopnja gospodarske razvitosti generira veliko porabo električne energije in obratno, brez zadostne oskrbe z energijo visoka gospodarska razvitost ni možna.

Vidimo pa lahko tudi, da se je v obdobju od leta 2000 do leta 2020 relativno potrebna energija za doseg neke stopnje razvoja na primeru izbranih držav znižala (znižal se je naklon regresijskih premic in v večini primerov so se znižali koeficienti elastičnosti). To znižanje je posledica tako tehnološkega razvoja, ki je ugodno vplival na učinkovitost rabe električne energije, kot tudi (in morda predvsem) finančne in gospodarske krize, vsled katere se je zgodila temeljita sprememba v gospodarski strukturi oziroma v strukturi energetske intenzivnih gospodarskih panog. Relativno znižanje ne pomeni, da je prišlo do revolucionarne spremembe in da je možen razvoj tudi brez zadostne oskrbe z energijo, temveč le, da je EU (in z njo slej ko prej tudi Slovenija) dosegla stopnjo razvoja in gospodarsko strukturo, ko je za nadaljevanje gospodarske rasti potrebna stopnja rasti porabe električne energije nižja od stopnje gospodarske rasti. Vendar bi se tudi ta ugotovitev lahko v bližnji prihodnosti izkazala za napačno. S prihodom novih porabniških tehnologij (električna cestna prevozna sredstva in povečan delež električne energije za ogrevanje) ter razogljičenjem energetskega sektorja na eni strani in ob postopnem umirjanju gospodarske rasti na drugi, je povsem verjetno, da bo rast porabe električne energije v Sloveniji tudi presegala stopnjo rasti BDP.

2.2.4 Vpliv pandemije COVID-19 na porabo

Skupen odjem električne energije v preteklem obdobju odslkava gospodarski in tehnološki razvoj ter vpliv rasti življenjskega standarda. V tem pogledu je zelo izrazit vpliv gospodarske krize v obdobju po letu 2008. Po letu 2014 in do leta 2019 pa znova beležimo višje stopnje rasti. Zaradi pandemije koronavirusa SARS-CoV-2 (COVID-19) sta v letu 2020 znatno padla gospodarska aktivnost ter obseg porabe energije.

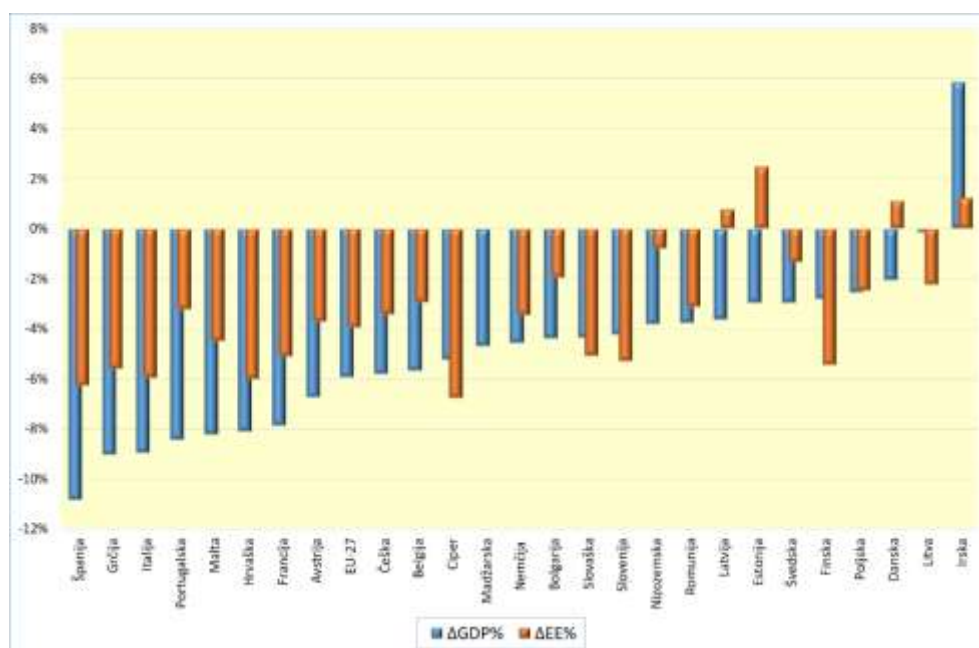


Slika 13: Mesečna poraba končne električne energije – Slovenija (vir: EUROSTAT)

V letu 2020 beležimo občuten padec porabe električne energije. Tak upad porabe gre pripisati predvsem splošnemu zmanjšanju gospodarskih aktivnosti in občasnemu zaprtju javnega življenja v času epidemije. V mesecu aprilu in maju je bila poraba končnih odjemalcev nižja tudi za 14 % glede na leto 2019. Drugi in naslednji valovi epidemije gospodarsko in posledično s stališča porabe električne energije niso bili toliko izraziti. Navkljub temu pa celotna poraba končne električne energije v Sloveniji (slika 14) še v letu 2021 ni dosegla ravni iz leta 2019, medtem ko se je poraba EU27 (slika 15) z njo že izenačila. Upad porabe v Sloveniji je večji zaradi manjše porabe odjemalcev na prenosnem omrežju.



Slika 14: Mesečna poraba končne električne energije – EU27 (vir: EUROSTAT)



Slika 15: Sprememba obsega BDP in porabe električne energije med letoma 2019 in 2020 v evropskih državah

Zaradi specifičnih razmer leto 2020 (slika 16) ni reprezentančno za obravnavo prihodnjih obdobj. BDP je narasel samo na Irskem, kjer se je povečala tudi poraba. Poraba se je tega leta povečala še v Estoniji, na Danskem in v Latviji, medtem ko je na Madžarskem ostala nespremenjena. V vseh ostalih državah sta se zmanjšala tako BDP kot poraba. V Litvi, na Finskem, Cipru, v Sloveniji in na Slovaškem se je poraba zmanjšala bolj kot BDP. Razmere se med državami sicer razlikujejo in so podvržene lokalnim specifikam, navkljub temu pa ni mogoče prezreti dejstva, da sta BDP in poraba močno povezana.

2.3 Napovedi odjema električne energije in obremenitev v distribucijskem omrežju

Električna energija je zelo kvaliteten vir, ki ga je sorazmerno enostavno pretvoriti v druge oblike energije. Porabo električne energije moramo vedno razumeti v funkciji zadovoljevanja določenih potreb: osebnih, družbenih ali gospodarskih. Med gospodarsko razvitostjo države in potrošnjo električne energije obstoji čvrsta povezanost. Višja stopnja razvoja pomeni večjo porabo električne energije in obratno; brez ustrezne energetske infrastrukture (in tudi razpoložljive energije) visoka stopnja razvoja ni možna. Tega se moramo zavedati tudi, ko razmišljamo o nadaljnjem razvoju porabe električne energije. Energija je gibalno razvoja naše družbe in obratno: ko se družba sooči s krizo, se tudi poraba energije vsaj kratkoročno zmanjša.

Gospodarska aktivnost ni edini dejavnik, ki definira obseg porabe. Kratkoročno je zelo pomemben tudi vpliv vremena in zunanjih temperatur.

Ob povečanem prehodu ogrevanja in polnjenja električnih avtomobilov na električno energijo se bo odražalo vedno bolj tudi za konične obremenitve. Razvoj koničnih obremenitev v sistemu lahko dolgoročno opazujemo v povezavi s porabo električne energije, kratkoročno pa je potrjen tudi številnim drugim, tudi naključnim dejavnikom. Kot že opisano, je na kratek rok izjemno pomemben vpliv vremena in temperatur. Historično lahko ta vpliv razberemo v obdobjih, ko konična moč narašča, čeprav poraba energije pada (in obratno). Ko govorimo o koničnih močeh, moramo torej ločevati vsaj med vplivom, ki ga ima nanje gospodarski razvoj, in vplivom drugih zunanjih in nepredvidljivih dejavnikov, kot je npr. vreme. Analizi vpliva vremena na obseg porabe električne energije in še posebej na konične obremenitve bo potrebno v prihodnosti nameniti več pozornosti.

Napoved odjema električne energije in obremenitev je narejena za tri scenarije in temelji na nacionalnih strategijah razvoja, in sicer ločeno za področja elektrifikacije ogrevanja, elektrifikacije prometa in preostalega odjema.

2.3.1 Prognoza odjema električne energije in konične moči do leta 2042

Prognoza porabe in koničnih obremenitev do leta 2045 je sestavljena na osnovi ocene razvoja porabe:

- Anketiranih odjemalcev,
- Neanketiranih odjemalcev,
- Projekcije porabe po mestnih jedrih,
- Projekcije porabe ostalih odjemalcev,
- Deležev elektrifikacije prometa in ogrevanja NEPN,
- Podatkov števecv AMI (kontrolne meritve po TP).

Elektro Primorska je v letu 2021 izdelala podrobno napoved porabe in koničnih obremenitev v okviru projekta REDOS 2045 na osnovi zgoraj naštetih izhodišč [3].

Tabela 11 prikazuje osnovno napoved porastov obremenitev za področje Elektra Primorska, brez upoštevanih reguliranih področij e-mobilnosti in elektrifikacije ogrevanja. Po sestavljeni napovedi je v obdobju tega 10 letnega razvojnega načrta (2023 - 2042) predviden porast 1.121 GWh za celotno področje 199 GWh za odjem na SN in 921 GWh za NN odjem. Glede na izhodiščno leto je prirast 1,7 % letno.

Do 2032 je zaradi toplotnih črpalk predvideno 60 GWh dodatnega odjema, za e-mobilnost pa je predvidenih kar 120 GWh dodatnega odjema.

Povprečni letni porast obremenitev je za obdobje 2022 – 2042 za NN odjem je 3,5 % za SN pa 1,4%.

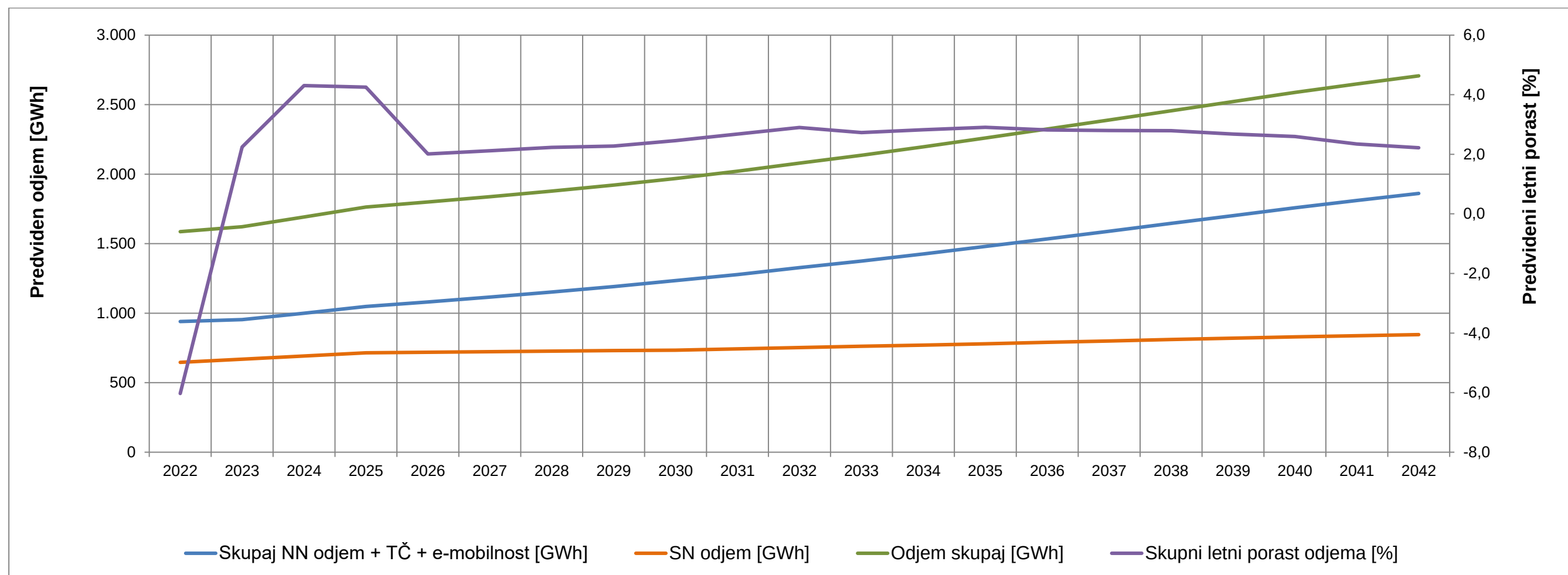
Še bolj pomemben je prirast koničnih obremenitev. Od leta 2022 do 2042 je predviden prirast obremenitev za 417 MW z upoštevanjem toplotnih črpalk in e-mobilnosti na nivoju Elektra Primorske d.d., kar je več kot podvojitev izhodiščne moči. Predviden povprečni letni prirast obremenitev znaša 4,3% letno.

Izravnava dnevnega diagrama zaradi upravljanja odjema je pri napovedi že upoštevana [3] str.40.

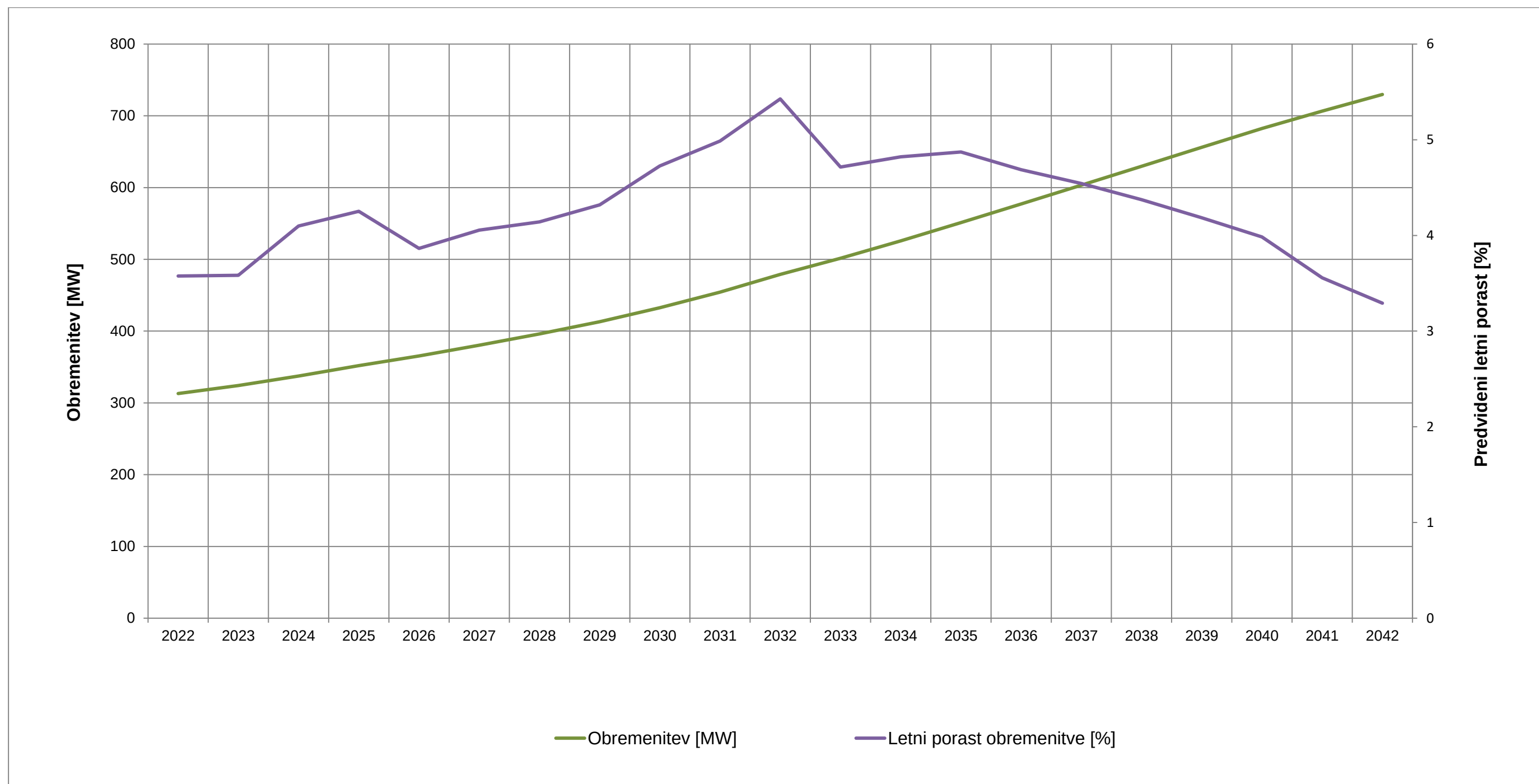
Ključnega pomena pri uvedbi novega odjema je ugotovitev, da se v NN omrežju obremenitve in odjema močno poveča z elektrifikacijo prometa in ogrevanja, kar bo imelo neposredne učinke na nivo potrebnega investiranja v omrežje ne glede na izravnavo porabe, kar so jasne ugotovitve pri nas in tudi po Evropi.

Tabela 11) Prognoza porabe električne energije in koničnih obremenitev na geografskem območju oskrbe z električno energijo v obdobju od leta 2022 do 2042 (T-8).

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Povprečni letni porast [%]
NN odjem [GWh]	932	937	974	1.010	1.027	1.043	1.060	1.077	1.093	1.106	1.119	1.132	1.145	1.158	1.170	1.181	1.193	1.204	1.216	1.227	1.238	1,4
NN odjem TČ [GWh]	6	12	18	24	30	36	42	48	54	60	66	70	73	76	79	81	83	85	87	88	89	14,4
NN odjem e-mobilnost [GWh]	2	4	8	14	24	36	49	66	87	112	142	173	208	246	286	327	370	412	455	495	534	33,1
Skupaj NN odjem + TČ + e-mobilnost [GWh]	940	954	1.000	1.048	1.081	1.115	1.152	1.191	1.235	1.278	1.327	1.375	1.426	1.480	1.535	1.590	1.646	1.702	1.758	1.810	1.861	3,5
SN odjem [GWh]	646	668	692	716	719	722	727	730	734	743	752	762	771	780	790	800	810	820	830	838	846	1,4
Odjem skupaj [GWh]	1.587	1.622	1.692	1.764	1.799	1.838	1.879	1.921	1.968	2.021	2.080	2.136	2.197	2.261	2.324	2.389	2.456	2.522	2.588	2.648	2.707	2,7
Skupni letni porast odjema [%]	-6,0	2,2	4,3	4,3	2,0	2,1	2,2	2,3	2,5	2,7	2,9	2,7	2,8	2,9	2,8	2,8	2,8	2,7	2,6	2,3	2,2	-
Obremenitev osnovna [MW]	306	310	315	321	323	326	329	332	335	338	342	345	349	352	356	359	362	365	369	371	374	1,0
Obremenitev TČ [MW]	6	12	18	24	30	36	42	48	54	60	66	70	73	76	79	81	83	85	87	88	89	14,4
Obremenitev e-mobilnost [MW]	1	2	4	7	12	18	25	33	43	56	71	86	103	123	142	163	184	205	227	247	266	33,1
Obremenitev skupaj [MW]	313	324	338	352	365	380	396	413	433	454	479	501	526	551	577	603	630	656	682	707	730	4,3
Letni porast obremenitve [%]	3,6	3,6	4,1	4,3	3,9	4,1	4,1	4,3	4,7	5,0	5,4	4,7	4,8	4,9	4,7	4,5	4,4	4,2	4,0	3,6	3,3	-



Slika 16) Prognoza porabe na geografskem območju oskrbe z električno energijo v obdobju od leta 2022 do 2042.



Slika 17) Prognoza koničnih obremenitev na nivoju podjetja v obdobju od leta 2022 do 2042.



2.3.2 Prognoza maksimalnih obremenitev RTP

Enega izmed temeljnih izhodišč za razvoj omrežja predstavljajo konične obremenitve RTP. Tabela 10 prikazuje obremenitve po RTP do leta 2032.

Tabela 12) Napoved maksimalnih koničnih obremenitev v RTP 110/X kV in SN/SN kV v obdobju od leta 2022 do 2032 (T9).

Območje, RTP	Realizacija 2021	Moč P [MW]										
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
RTP Ajdovščina	25,5	27,7	30,0	32,3	34,6	35,1	35,7	36,2	36,8	37,3	37,9	38,4
RTP Gorica	27,0	29,3	31,5	33,8	36,0	36,6	37,2	37,9	38,5	39,1	39,8	40,6
RTP Plave	8,3	8,7	9,0	9,4	9,7	9,9	10,1	10,3	10,5	10,7	10,9	11,1
RTP Vrtojba	27,3	28,2	29,1	30,0	30,9	31,5	32,1	32,6	33,2	33,8	34,6	35,4
RTP Koper	53,9	56,7	51,4	53,2	55,0	44,4	44,8	45,2	45,6	46,0	46,8	47,6
RTP Lucija	29,2	30,7	24,1	24,6	25,0	25,4	25,8	26,2	26,6	27,0	27,6	28,2
RTP Dekani	32,9	33,9	35,0	36,0	37,0	32,2	32,4	32,6	32,8	33,0	33,6	34,2
RTP Divača	8,1	8,5	9,0	9,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RTP Pivka	15,8	16,5	17,1	17,8	18,4	19,3	20,1	21,0	21,8	22,7	23,5	24,3
RTP Ilirska Bistrica	20,7	21,2	21,7	22,3	22,8	23,0	23,1	23,3	23,4	23,6	24,2	24,8
RTP Postojna	17,8	19,3	20,7	22,2	23,7	24,2	24,7	25,2	25,7	26,2	26,8	27,3
RTP Sežana	18,3	19,5	20,8	22,1	23,4	24,1	24,8	25,6	26,3	27,0	27,3	27,5
RTP Cerkno	11,5	12,5	13,4	14,3	15,2	15,3	15,5	15,6	15,8	15,9	16,1	16,2
RTP Idrija	13,5	14,0	14,4	14,9	15,3	15,6	15,9	16,1	16,4	16,7	16,9	17,1
RTP Tolmin	9,7	10,4	11,2	11,9	12,6	12,8	13,0	13,3	13,5	13,7	14,0	14,3
RTP Izola			15,2	17,1	19,0	19,6	20,1	20,7	21,3	21,9	22,2	22,6
RTP Hrpelje					8,8	10,8	12,8	14,8	16,8	18,8	19,2	19,6
RTP Kobarid	6,0	6,4	6,7	7,1	7,4	7,6	7,7	7,9	8,0	8,2	8,3	8,5
Skupna obremenitev	302,2	306,1	310,0	315,3	320,6	323,5	326,3	329,2	332,1	334,9	338,4	341,9



2.3.3 Prognoza minimalnih obremenitev RTP

Tabela 13) Napoved minimalnih koničnih obremenitev v RTP 110/X kV in SN/SN kV v obdobju od leta 2022 do 2032.

Območje, RTP	Realizacija 2021	Moč P [MW]										
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
RTP Ajdovščina	7,3	7,9	8,6	9,2	9,9	10,0	10,2	10,3	10,5	10,7	10,8	11,0
RTP Gorica	9,0	9,8	10,5	11,3	12,0	12,2	12,4	12,6	12,8	13,0	13,3	13,5
RTP Plave	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7
RTP Vrtojba	8,5	8,8	9,1	9,4	9,7	9,8	10,0	10,2	10,4	10,6	10,8	11,1
RTP Koper	16,8	17,7	16,1	16,6	17,2	13,9	14,0	14,1	14,3	14,4	14,6	14,9
RTP Lucija	8,3	8,8	6,9	7,0	7,1	7,3	7,4	7,5	7,6	7,7	7,9	8,1
RTP Dekani	8,7	8,9	9,2	9,5	9,7	8,5	8,5	8,6	8,6	8,7	8,8	9,0
RTP Divača	2,3	2,4	2,6	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RTP Pivka	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	6,0	6,2	6,5	6,7	6,9
RTP Ilirska Bistrica	6,9	7,1	7,2	7,4	7,6	7,7	7,7	7,8	7,8	7,9	8,1	8,3
RTP Postojna	5,9	6,4	6,9	7,4	7,9	8,1	8,2	8,4	8,6	8,7	8,9	9,1
RTP Sežana	4,8	5,1	5,5	5,8	6,2	6,3	6,5	6,7	6,9	7,1	7,2	7,2
RTP Cerklje	2,9	3,1	3,3	3,6	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0	4,1
RTP Idrija	4,5	4,7	4,8	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,6	5,7
RTP Tolmin	2,4	2,6	2,8	3,0	3,2	3,2	3,3	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6
RTP Izola	0,0	0,0	4,6	5,1	5,7	5,9	6,1	6,2	6,4	6,6	6,7	6,8
RTP Hrpelje	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	3,3	3,9	4,5	5,1	5,7	5,8	5,9
RTP Kobarid	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6
Skupna obremenitev	70,3	103,0	108,0	113,0	118,0	116,0	119,0	121,0	124,0	126,0	129,0	131,0



2.3.4 Napoved porabe električne energije v RTP

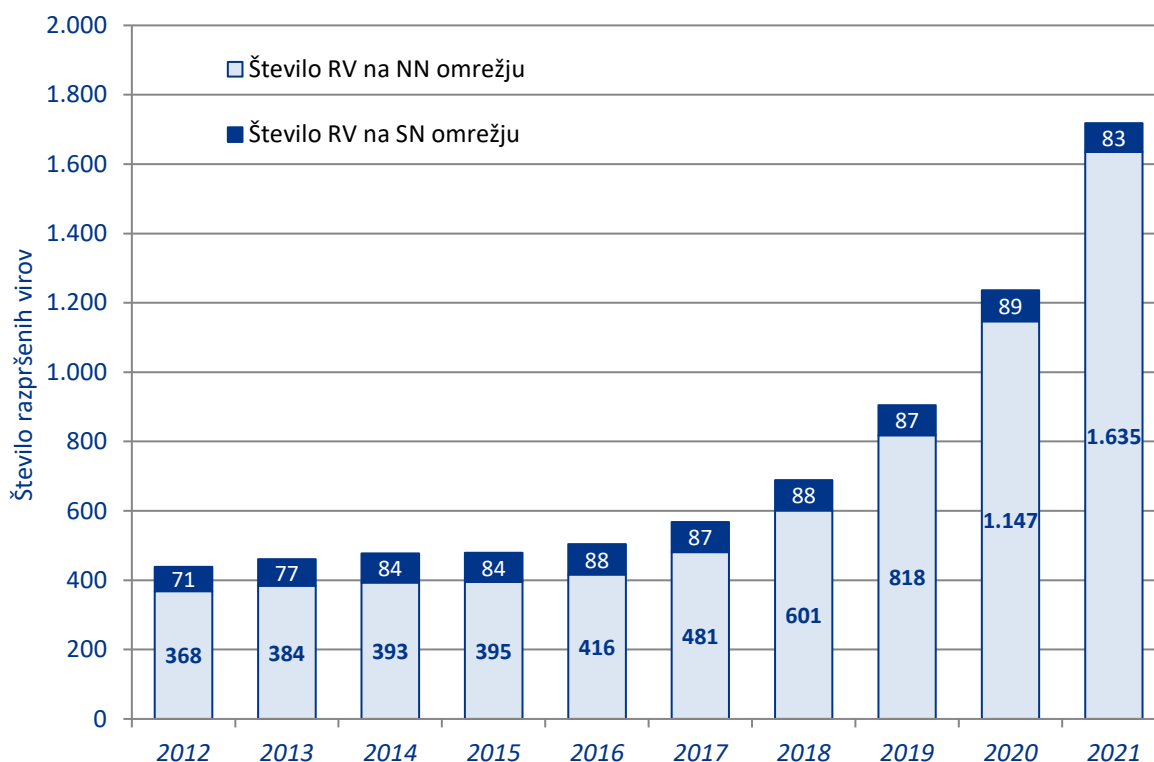
Tabela 14) Napoved porabe električne energije v RTP 110/X kV in SN/SN kV v obdobju od leta 2022 do 2032.

Območje, RTP	Realizacija 2021 [MWh]	Obr. ure [h]	Energija [MWh]										
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
RTP Ajdovščina	136.663	5.367	148.176	159.567	170.835	181.981	183.878	185.746	187.586	189.396	191.177	193.031	194.856
RTP Gorica	143.951	5.332	155.167	166.263	177.239	188.096	190.359	192.589	194.786	196.950	199.081	201.787	204.453
RTP Plave	44.915	5.390	46.523	48.112	49.683	51.235	52.025	52.803	53.571	54.329	55.075	55.913	56.740
RTP Vrtojba	158.737	5.811	163.127	167.464	171.750	175.984	178.372	180.727	183.048	185.335	187.589	190.913	194.192
RTP Koper	245.495	4.556	256.871	232.033	238.850	245.585	197.243	197.999	198.737	199.457	200.159	202.574	204.952
RTP Lucija	153.446	5.251	160.227	125.343	127.011	128.655	130.047	131.417	132.767	134.095	135.403	137.687	139.940
RTP Dekani	140.531	4.267	144.147	147.719	151.248	154.733	133.972	134.113	134.245	134.369	134.484	136.213	137.915
RTP Divača	33.751	4.179	35.477	37.184	38.872	0	0	0	0	0	0	0	0
RTP Pivka	76.196	4.809	78.871	81.515	84.129	86.712	90.302	93.850	97.357	100.823	104.248	107.265	110.245
RTP Ilirska Bistrica	126.859	6.141	129.498	132.105	134.679	137.220	137.478	137.726	137.965	138.193	138.412	141.071	143.694
RTP Postojna	93.524	5.259	100.796	107.989	115.105	122.143	124.084	125.998	127.886	129.748	131.583	133.692	135.771
RTP Sežana	103.499	5.670	110.239	116.906	123.500	130.021	133.338	136.614	139.849	143.043	146.197	146.832	147.452
RTP Cerklje	44.702	3.876	48.013	51.289	54.530	57.735	57.969	58.198	58.422	58.640	58.853	59.134	59.408
RTP Idrija	71.849	5.304	73.803	75.735	77.644	79.529	80.571	81.598	82.611	83.609	84.591	85.257	85.911
RTP Tolmin	75.982	4.729	49.315	52.462	55.575	58.653	59.373	60.082	60.781	61.469	62.147	63.265	64.369
RTP Izola			0	79.200	88.650	98.000	100.425	102.820	105.185	107.520	109.825	111.150	112.455
RTP Hrpelje			0	0	0	37.408	45.603	53.713	61.737	69.675	77.527	78.757	79.970
RTP Kobarid	37.062	6.177	36.038	37.855	39.652	41.430	42.052	42.665	43.271	43.867	44.455	45.125	45.785
Skupaj	1.687.160	82.118	1.736.287	1.818.743	1.898.951	1.975.118	1.937.090	1.968.660	1.999.803	2.030.518	2.060.805	2.089.666	2.118.109

2.4 Razpršena proizvodnja električne energije

2.4.1 Dosedanji obseg razpršene proizvodnje električne energije

Slika 18 prikazuje število priključenih virov po letih. Konec leta 2021 je bilo na področju Elektro Primorske d.d. instaliranih 1718 RV s skupno instalirano močjo 101,49 MW. V zadnjih dveh letih se je sprememba zgodila predvsem na področju vključevanja elektrarn na NN, kjer se je število virov močno povečalo zaradi samooskrb.

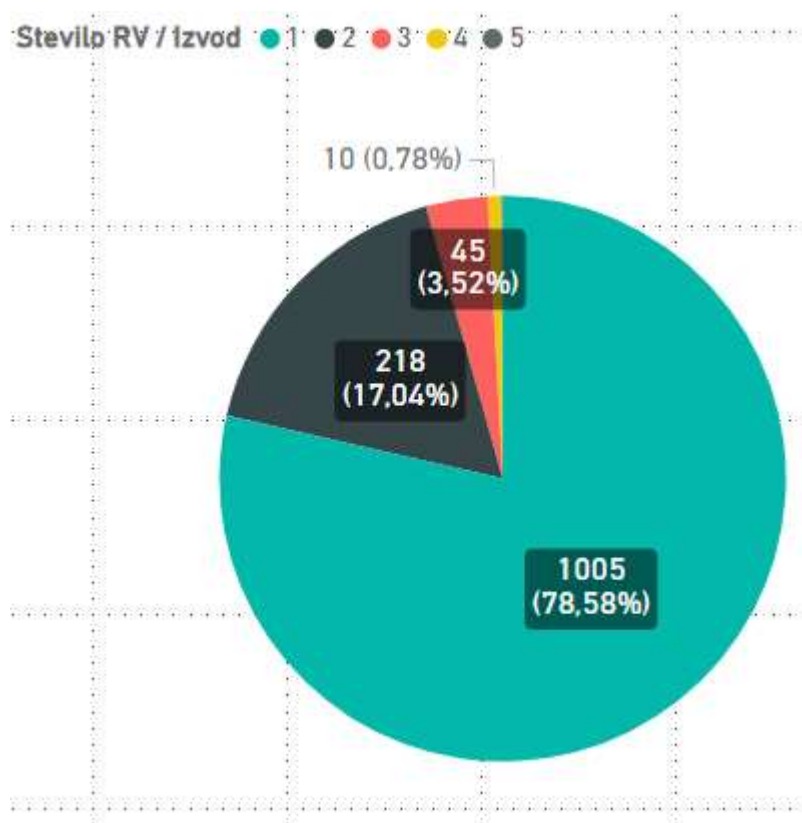


Slika 18) Število priključenih elektrarn od 2010-2019 glede na napetost prevzemne točke.

Številke v kontekstu razvoja in ocene obratovalnega stanja moramo opazovati iz stališča možnega prekrivanja več elektrarn na izvodu, ki običajno narekuje ojačitev izvoda.

Iz stališča razvoja omrežja je še posebej pomembno kako se število virov sklada s številom izvodov distribucijskega omrežja. Trenutno število izvodov NNO je 14766.

Glede na zgodovino izdaje SZP in predvidene investicije je verjetnost, da bo **ojačitev omrežja potrebna za 4,1% novo vključenih razpršenih virov**. Ta trend je razbrati iz trenutne zgodovine priključevanja in vrst izvodov.



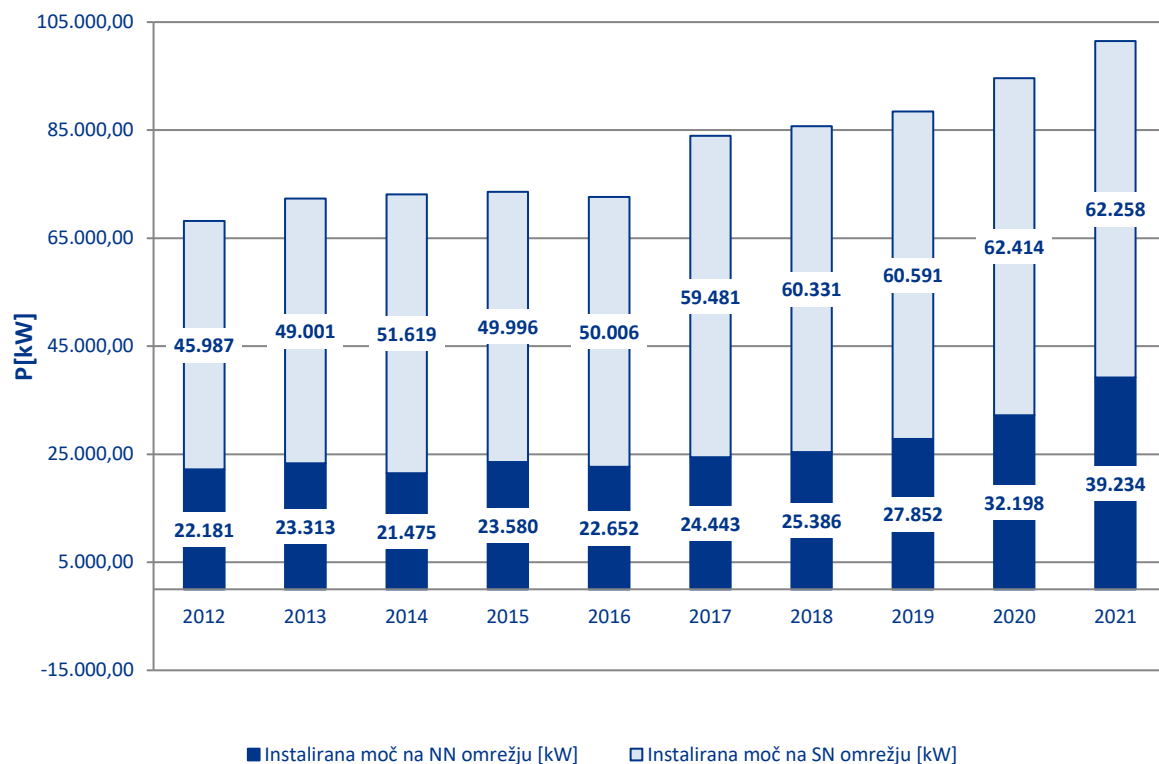
Slika 19) Izvod NNO z več kot eno priključeno samooskrbo.

Trenutno je od vseh izvodov v omrežju 1621 izvodov z že vključeno elektrarno v NNO. Iz zgornjih deležev lahko ocenjujemo potrebno ojačitev omrežja v prihodnje.

Ne glede na zgornje številke je verjetnost po dodatni pojavitvi nove elektrarne na istem izvodu omrežja (okolišu) velika.

Poleg samooskrb enega merilnega mesta se pojavljajo tudi t.i. »skupnostne samooskrbe«, ki bodo z direktno vključitvijo v zbiralke TP oz izgradnjo lastne transformatorske postaje znižale investicije.

Začetek leta 2022 so se nazaj pojavile večje SE na večjih gospodarskih objektih z razpoložljivo površino in večjimi priključnimi močmi, predvsem P3 sheme z vključitvijo v SN, vzgib za vgradnjo razpršenih virov pa je bil izključno ekonomski.



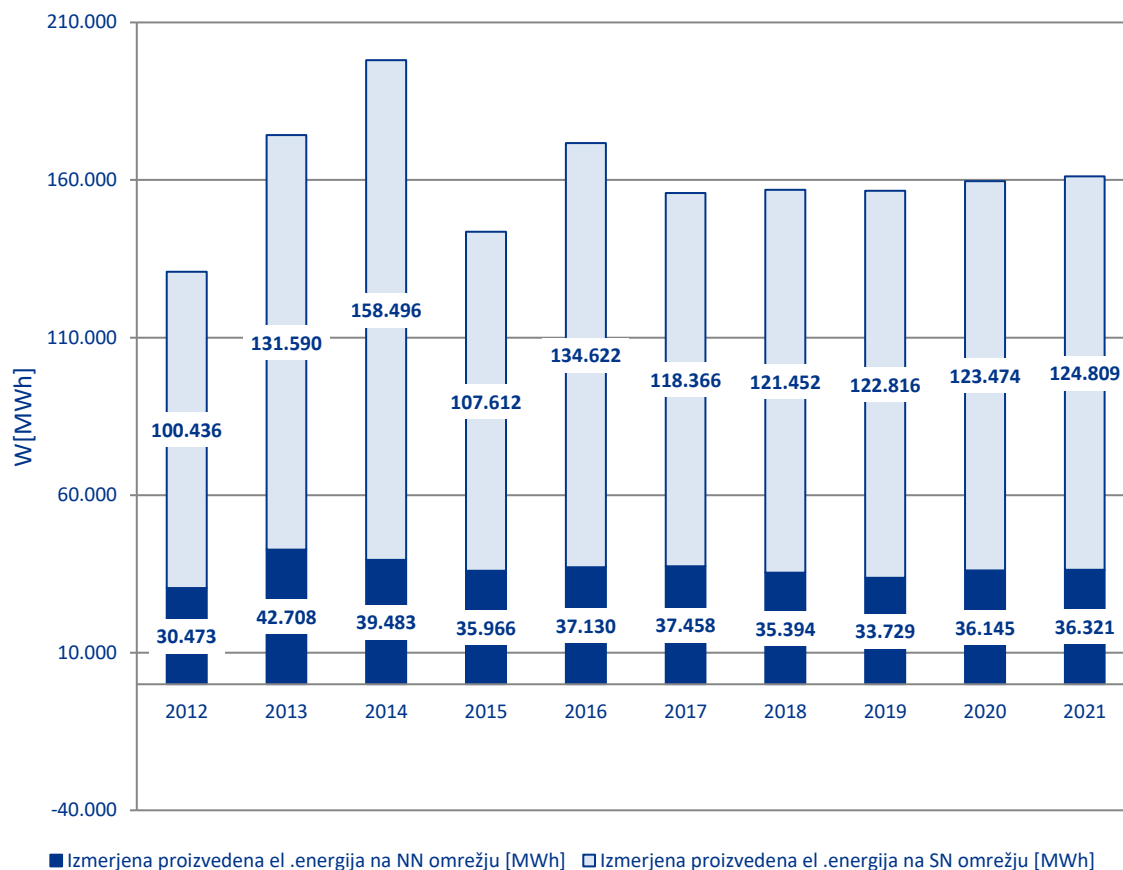
Slika 20) Pregled instalirane moči na SN in NN nivoju od leta 2012 - 2021. Samooskrbe so vključene v instalirano moč na NN omrežju.



Tabela 15) Analiza prevzete el. energije proizvedene v razpršenih virih priključenih na distribucijsko omrežje v obdobju od leta 2012 do 2021 (T12)

Leto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Prevzeta el .energija [MWh]	125.227	161.846	188.351	130.176	157.410	140.186	142.155	142.193	148.100	149.142
Prevzeta el .energija na NN omrežju [MWh]	30.390	37.491	38.750	34.605	35.712	36.063	34.222	32.365	35.012	35.058
Prevzeta el .energija na SN omrežju [MWh]	94.837	124.355	149.601	95.571	121.698	104.123	107.933	109.827	113.088	114.084
Izmerjena proizvedena el .energija [MWh]	130.910	174.298	197.980	143.577	171.752	155.824	156.847	156.544	159.619	161.131
Izmerjena proizvedena el .energija na NN omrežju [MWh]	30.473	42.708	39.483	35.966	37.130	37.458	35.394	33.729	36.145	36.321
Izmerjena proizvedena el .energija na SN omrežju [MWh]	100.436	131.590	158.496	107.612	134.622	118.366	121.452	122.816	123.474	124.809
Instalirana moč [kW]	68.168	72.314	73.094	73.576	72.658	83.924	85.717	88.443	94.612	101.492
Instalirana moč na NN omrežju [kW]	22.181	23.313	21.475	23.580	22.652	24.443	25.386	27.852	32.198	39.234
Instalirana moč na SN omrežju [kW]	45.987	49.001	51.619	49.996	50.006	59.481	60.331	60.591	62.414	62.258
Število RV	439	461	477	479	504	568	689	905	1.236	1.718
Število RV na NN omrežju	368	384	393	395	416	481	601	818	1.147	1.635
Število RV na SN omrežju	71	77	84	84	88	87	88	87	89	83

Pri analizi električne energije iz razpršenih virov moramo biti pozorni na razliko, ki nastane zaradi načina priključitve. Slednja definira dejansko proizvedeno električno energijo t.j. P1+P2 in prevzeto električno energijo iz omrežja, ki jo dobimo z združevanjem meritev vezav P1+P3⁵. Pri dejanski proizvedeni električni energiji ne upoštevamo samooskrb, saj je pri samooskrbah merjena le oddana električna energija v omrežje. Slednje predstavlja velik problem pri uporabi teh podatkov za namen analiz načrtovanja obratovanja in načrtovanja razvoja omrežja, saj moramo uporabiti nadomestne krivulje glede na instalirano moč vira.



Slika 21) Proizvedena električna energija iz razpršenih virov na področju Elektro Primorske brez samooskrb.

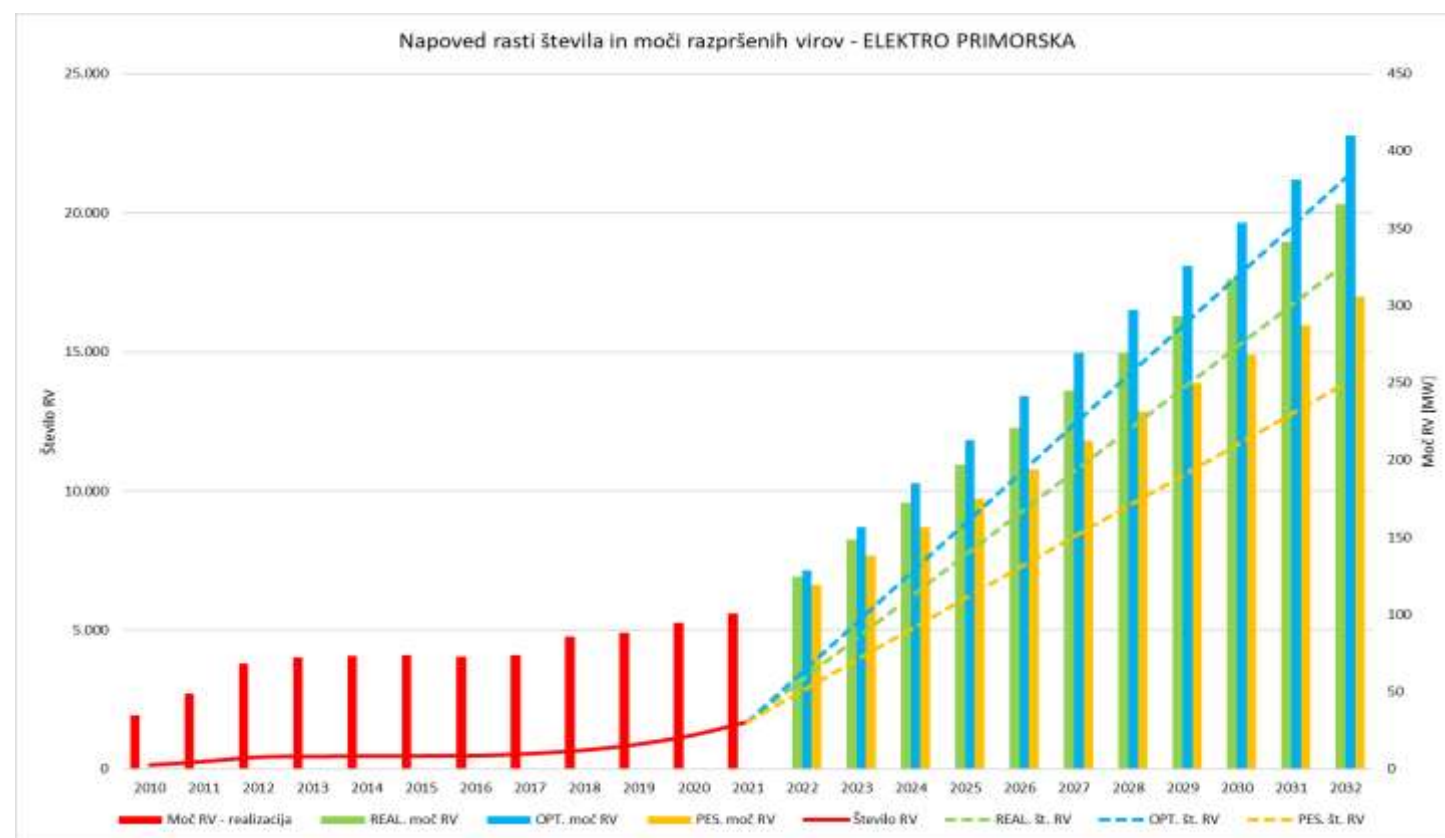
⁵ Historiat sprememb vezalnih shem se v preteklosti ni beležil. Zato točnega historiatu po letih ne moremo podati.

2.4.2 Napoved proizvodnje električne energije ter potrebne električne moči v distribucijskem omrežju

Pričakovani obseg vključevanja je zapisan v strategiji NEPN, temu sledi tudi ta razvojni načrt. V naslednjem 10 letnem obdobju predvidevamo prirast priključne moči razpršenih virov iz 101 MW na 365 MW, torej več kot potrojitev obstoječe moči proizvodnje. Slednje bo močno vplivalo na potreben razvoj distribucijskega omrežja, še posebej ob vedno večji nasičenosti nizko in srednjenapetostnega omrežja.

Tabela 16) Napoved bodočega vključevanja razpršenih virov v omrežje.

Leto	Realizacija										Napoved po scenariju 2										
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Prevzeta el .energija [MWh]	125.227	161.846	188.351	130.176	157.410	140.186	142.155	142.193	148.100	149.142	181.478	208.281	235.083	261.886	288.688	315.490	342.293	369.095	395.898	422.700	449.502
Prevzeta el .energija na NN omrežju [MWh]	30.390	37.491	38.750	34.605	35.712	36.063	34.222	32.365	35.012	35.058	181.478	208.281	235.083	261.886	288.688	315.490	342.293	369.095	395.898	422.700	449.502
Prevzeta el .energija na SN omrežju [MWh]	94.837	124.355	149.601	95.571	121.698	104.123	107.933	109.827	113.088	114.084											
Izmerjena proizvedena el .energija [MWh]	130.910	174.298	197.980	143.577	171.752	155.824	156.847	156.544	159.619	161.131	195.595	224.482	253.369	282.256	311.143	340.031	368.918	397.805	426.692	455.579	484.467
Izmerjena proizvedena el .energija na NN omrežju [MWh]	30.473	42.708	39.483	35.966	37.130	37.458	35.394	33.729	36.145	36.321	195.595	224.482	253.369	282.256	311.143	340.031	368.918	397.805	426.692	455.579	484.467
Izmerjena proizvedena el .energija na SN omrežju [MWh]	100.436	131.590	158.496	107.612	134.622	118.366	121.452	122.816	123.474	124.809											
Instalirana moč [kW]	68.168	72.314	73.094	73.576	72.658	83.924	85.717	88.443	94.612	101.492	124.592	148.664	172.737	196.810	220.882	244.955	269.028	293.100	317.173	341.246	365.318
Instalirana moč na NN omrežju [kW]	22.181	23.313	21.475	23.580	22.652	24.443	25.386	27.852	32.198	39.234	124.592	148.664	172.737	196.810	220.882	244.955	269.028	293.100	317.173	341.246	365.318
Instalirana moč na SN omrežju [kW]	45.987	49.001	51.619	49.996	50.006	59.481	60.331	60.591	62.414	62.258											
Število RV	439	461	477	479	504	568	689	905	1.236	1.718	3.206	4.700	6.194	7.688	9.182	10.676	12.170	13.665	15.159	16.653	18.147
Število RV na NN omrežju	368	384	393	395	416	481	601	818	1.147	1.635	3.206	4.700	6.194	7.688	9.182	10.676	12.170	13.665	15.159	16.653	18.147
Število RV na SN omrežju	71	77	84	84	88	87	88	87	89	83											



Slika 22) Napovedi rasti priključevanja razpršenih virov v omrežje

2.4.3 Vpliv razpršene proizvodnje na energetske razmere v omrežju

Pri priključevanju razpršenih virov (RV) moramo obstoječim odjemalcem ohraniti nivo kakovosti električne energije znotraj mej, ki jih določa standard SIST EN 50160, omrežje pa načrtujemo v skladu s kriteriji načrtovanja, ki so predstavljeni v pogl. 1.4.1.

Trenutno imajo največji vpliv na energetske razmere oz. razvoj omrežja elektrarne za samooskrbo. Proizvodnja električne energije SE je na nekaterih mestih presegla minimalni odjem. Če so elektrarne priključene neustrezno na prešibko omrežje je potrebno to ojačati. V nasprotnem primeru se lahko zgodi, da se elektrarne odklapljajo od omrežja s prenapetostno zaščito, ko napetost doseže $+10\% U_n$.

Vsak RV priključen na omrežje glede na moč priključne točke lahko poslabša kakovost električne energije tako da:

- višja napetost odjemalcem priključenim na isti izvod omrežja kot vir,
- lahko vnaša višjiharmonske komponente ,
- pri večjih koncentracijah spreminja frekvenco v omrežju,
- ob neustreznih vključitvi večja izgube (višajo OPEX),
- večja število preklapov regulatorja napetosti v RTP,
- viša kratkostično moč.

Upravljanje napetostnega profila izvajamo tako, da prilagajamo napetostno regulacijo in nižamo impedanco sistema od transformacije do mesta vključitve elektrarne.

Pomembna je tudi podpora jalove moči razpršenega vira in ustrezna nastavitve krivulje odjema jalove moči, saj z njo lahko delno kompenziramo dvige napetosti v kolikor gre za odjem jalove moči pri maksimalni proizvodnji moči elektrarne.

Največji problem priključevanja RV na omrežje predstavljajo priključitve na podeželska srednjenapetostnega in nizkonapetostna omrežja, ki niso bila načrtovana za dvosmerne pretoke moči v omrežju in imajo v točkah priključitve praviloma nizke kratkostične moči oziroma prenosne zmogljivosti zaradi visoke induktivne komponente vodov. Z ustreznim upoštevanjem regulacije jalove moči lahko napetostne razmere bistveno uredimo.

Poleg visokih napetosti, se pri šibkih podeželskih omrežjih lahko pojavijo velike izgube energije, saj na mestu priključitve ni zadostnega odjema električne energije ali nanjo ne moramo računati z zadostno verjetnostjo.

Na drugi strani RV ob ustrezni priključitvi v omrežje v center odjema:

- niža izgube v omrežju;
- večja razpoložljivost omrežja (če imamo vire z visoko razpoložljivostjo – otočno obratovanje – oz. t.i. mikro omrežja).

Vpliv je neposredno odvisen od koncentracije razpršenih virov priključenih na omrežje. Visoka koncentracija brez ojačitve omrežja običajno pomeni višje izgube.

Dejansko količino izgub, ki se v omrežju zaradi razpršenih virov pojavljajo lahko ocenimo šele s celovitim modeliranjem omrežja in upoštevanjem diagramov odjema in proizvodnje, za kar bo potrebno posodobiti model obravnave distribucijskega omrežja.

Pri vključevanju razpršenih virov je iz razvojnega vidika nujno potrebna ustrezna obravnava napetostnega profila na modelu omrežja. Opraviti moramo analizo vplivov razpršenih virov na napetost pri odjemalcih zaradi virov priključenih na SN in NN nivo. Skupno spremembo napetosti gledamo kot vsoto relativnega dviga napetosti odjemalcem posameznih virov na SN in NN (pri minimalni porabi).

Če si pri vključevanju manjših razpršenih virov na NN dovolimo previsok dvig napetosti se lahko zgodi, da na SN nivoju priključevanje ni več mogoče ali obratno. Slabo načrtovanje s prekomernimi dvigi običajno prinese nedelovanje proizvodnih naprav zaradi delovanja prenapetostne zaščite le-teh, v nekaterih primerih pa lahko pride tudi do prekoračitve dopustne moči oz. delovanja zaščitnih elementov na proizvodni napravi. Pri vključevanju virov upoštevamo karakteristike jalove moči, ki so podane v navodilih za priključevanje elektrarn [13], kjer lahko z jalovo močjo delno kompenziramo previsoke dvige napetosti z odjemom jalove moči in proizvodnjo v času nizkih napetosti.

S priključevanjem razpršenih virov in napetnostnimi dvigi, ki jih ti povzročajo posegamo v napetostni pas, ki je bil v preteklosti predviden za zagotavljanje ustrezne kakovosti električne energije odjemalcem.

V letu 2022 smo tako na Elektro Primorski pridobili svoj programski paket za analizo vozliščne zmogljivosti na SN omrežju. Slednje je bilo možno zato, ker imamo ustrezno popisan model distribucijskega omrežja Gredos. Ključni problem pri analizi vpliva razpršene proizvodnje je pravzaprav v izhodiščih analitike in modelu omrežja. Pri obravnavi SN omrežja razpolagamo z modelom, ki je sicer **statične narave** in ga upravljamo in posodabljam ročno, omogoča pa nam zaradi relativno majhnih sprememb modela v distribucijskem omrežju relativno enostaven in zanesljiv izračun stanj.

Večje koncentracije RV v omrežju zahtevajo aktivna/pametna omrežja – fleksibilnost. Cilj uvedbe v kontekstu priključevanja virov je: nadzor obratovalskih prijemov (regulacija napetosti, regulacija jalove moči), sprememba odjema z uvedbo dinamičnih tarif, ki upoštevajo lokalno proizvodnjo električne energije, predvsem pa ustrezno prilagojena ojačitev omrežji v primeru previsokih koncentracij RV. Ključ je spodbujanje odjemalcev k večji porabi v času visoke proizvodnje predvsem sončnih elektrarn priključenih v nizkonapetostna omrežja – fleksibilnost odjema.

Pri večjih koncentracijah razpršenih virov je fleksibilnost dobrodošla predvsem pri regulaciji oddane moči v rezervnih obratovalnih stanjih, ko elektrarn zaradi obsega ni več možno nadzorovati ročno.

Te funkcije se lahko uvedejo v okviru naprednega aktivnega sistema regulacij, ki omogočajo vpeljavo povratnih regulacijskih zank na osnovi obremenitev v omrežju in sprostitev zakonodaje, ki distributerjem oz. trgu sistemskih storitev omogoča regulacijo virov in odjema na osnovi predvidenih prekoračitev obratovalnih meja.

Kot je bilo pričakovano se v omrežju že pojavljajo ojačitve NNO zaradi samooskrbe. Glavni razlog za to je slaba dokumentacija in model obravnave NNO. Potreben je podroben popis omrežja še posebej v tistih primerih, ko zaznamo večjo koncentracijo RV v NNO.

Drugi razlog za prekoračitve je, da se dnevni diagram odjema gospodinjstev in proizvodnje RV ob delavnikih ne ujemajo s proizvodnjo saj imajo gospodinjstva le minimalno porabo v dopoldanskem času.

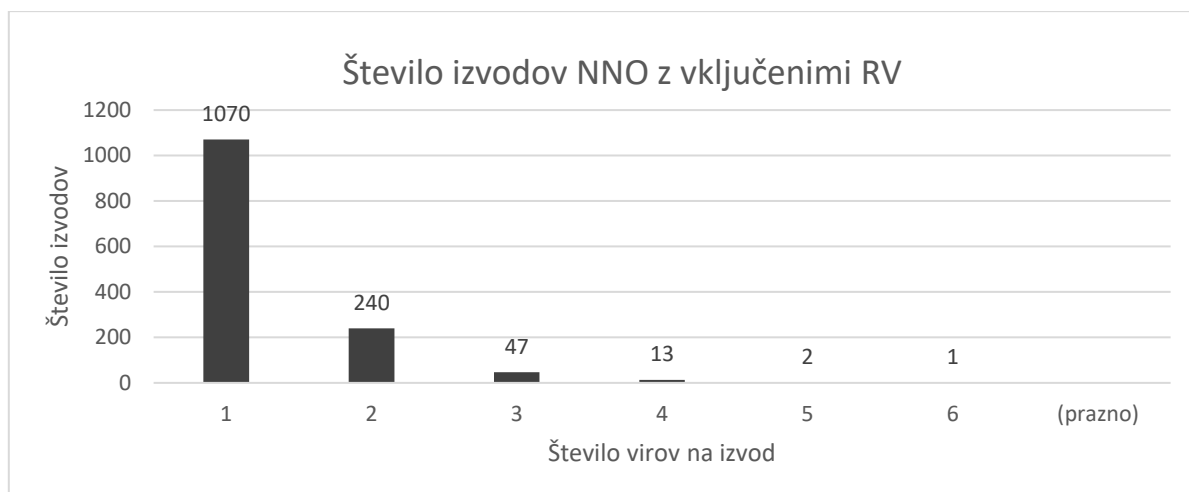
Analize pokažejo, da se hitro zgodi, da so že zaradi majhnega števila samooskrb na nizkonapetostnem omrežju napetostne in tokovne meje omrežja presežene. Ojačitve omrežja so največkrat potrebne zaradi nesorazmernih pretokov moči po posameznih izvodih NNO, ko imamo na enem izmed izvodov NNO več samooskrb, na drugem pa jih ni. V tem primeru težko uporabimo koncepte regulacije napetosti na zbiralkah, saj bi prišlo ob znižanju lahko do prenizkih napetosti v izvodih brez proizvodnje.

V splošnem lahko ugotovimo, da se koncentracije virov večajo. Izvodov z več viri je veliko, s tem se povečuje tudi verjetnost, da se na istem izvodu pojavi več virov. Ker je tipična moč samooskrbe 10 kW je iz števila virov na izvodu lahko sklepati o potrebah po ojačitvah omrežja.

Viri hitro presegajo minimalni odjem na izvodu omrežja, ki je merodajen za študije priključevanja. Posledično so ojačitve omrežja neizbežne. Skupno število izvodov NNO je na EP⁶ je 14823.

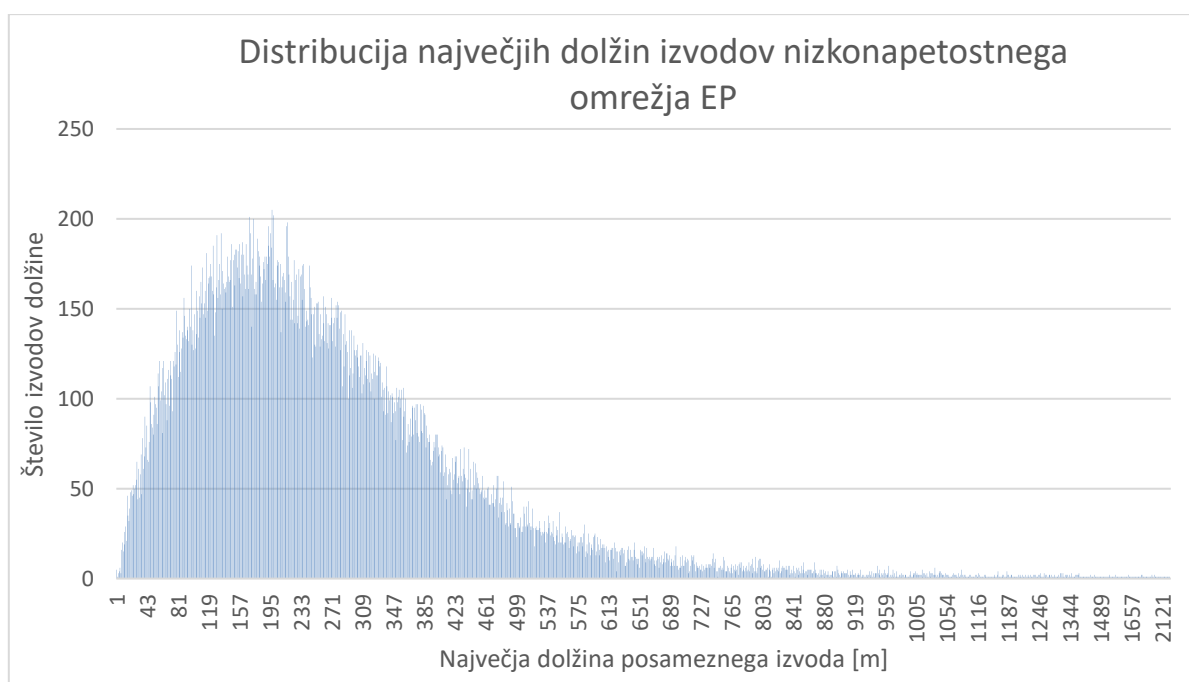
Trenutno število izvodov in število vključenih virov na izvode NNO prikazuje spodnja slika:

⁶ Presek izveden 31.2.2021 in vključuje tudi izvode, ki so morebiti tuji.



Verjetnost, da bo potrebna ojačitev za novo vključen razpršeni vir (samooskrbo) je : $330 / 14698$ torej 2,1 %. V praksi pa opazamo, da je verjetnost še nekoliko višja in znaša okoli 4%, saj je v nekaterih primerih že pri eni sami samooskrbi na izvodu potrebno izvesti ojačitev omrežja, saj so določeni izvodi izredno dolgi.

S povečavo števila razpršenih virov v omrežju se verjetnost viša. Posledično temu sledi tudi dinamika vlaganja v omrežje.



Slika 23) Distribucija največjih dolžin izvodov na področju EP.

3 Opis izhodiščnega stanja omrežja, obratovanja omrežja in kakovosti

3.1 Obratovalne značilnosti omrežja



Distribucijsko omrežje Elektra Primorske d.d. s skupno površino 4.335 km² je razdeljeno na štiri lokacije: **DE Tolmin**, ki pokriva občine Bovec, Kobarid, Cerklje, Idrija; **DE Gorica**, ki pokriva občine Kanal, Brda, Nova Gorica, Ajdovščina, Vipava, Šempeter – Vrtojba, Miren – Kostanjevica, Renče – Vogrsko, Komen, delno Idrija; **DE Sežana**, ki pokriva občine Sežana, Divača, Postojna, Pivka, Ilirska Bistrica, Hrpelje – Kozina, delno Komen in **DE Koper**, ki pokriva občine Koper, Izola, Piran.

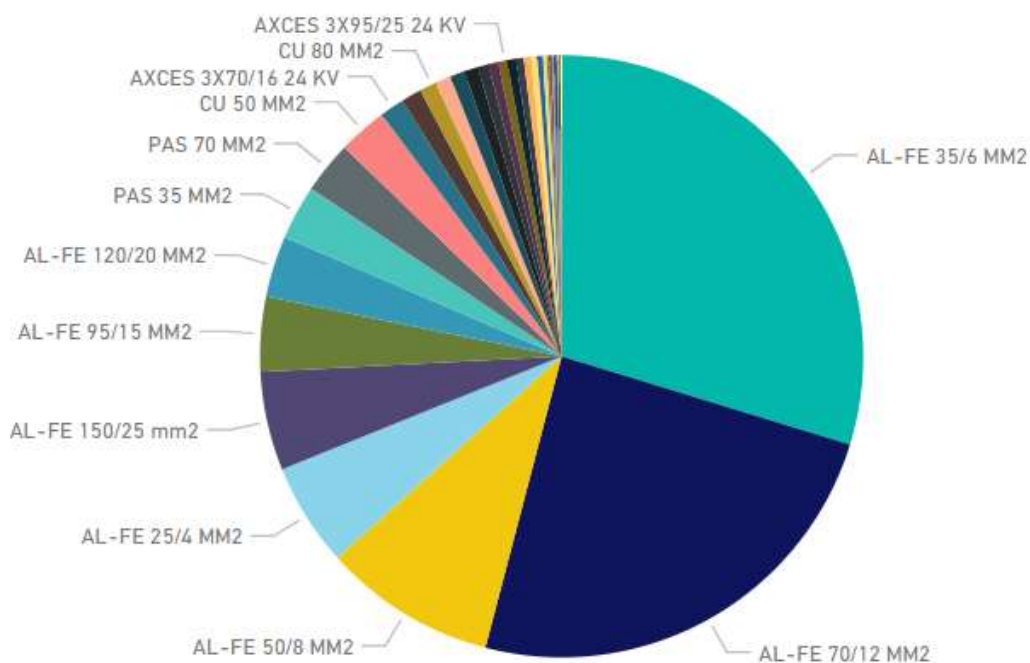
Za področje Elektra Primorske je značilen močno razgiban relief, ki ima velik vpliv na razvoj in obratovanje omrežja. V veliko primerih zaradi terena ni mogoče uporabljati kabelske tehnike, ki bi zagotovila višjo stopnjo zanesljivosti, saj omrežja ni možno zazankati.

Zazankani odjemalci	61,433%
Zazankane TP	37,289%

Zazankanost vodov	56,747%
Delež kablovodov	30,159%

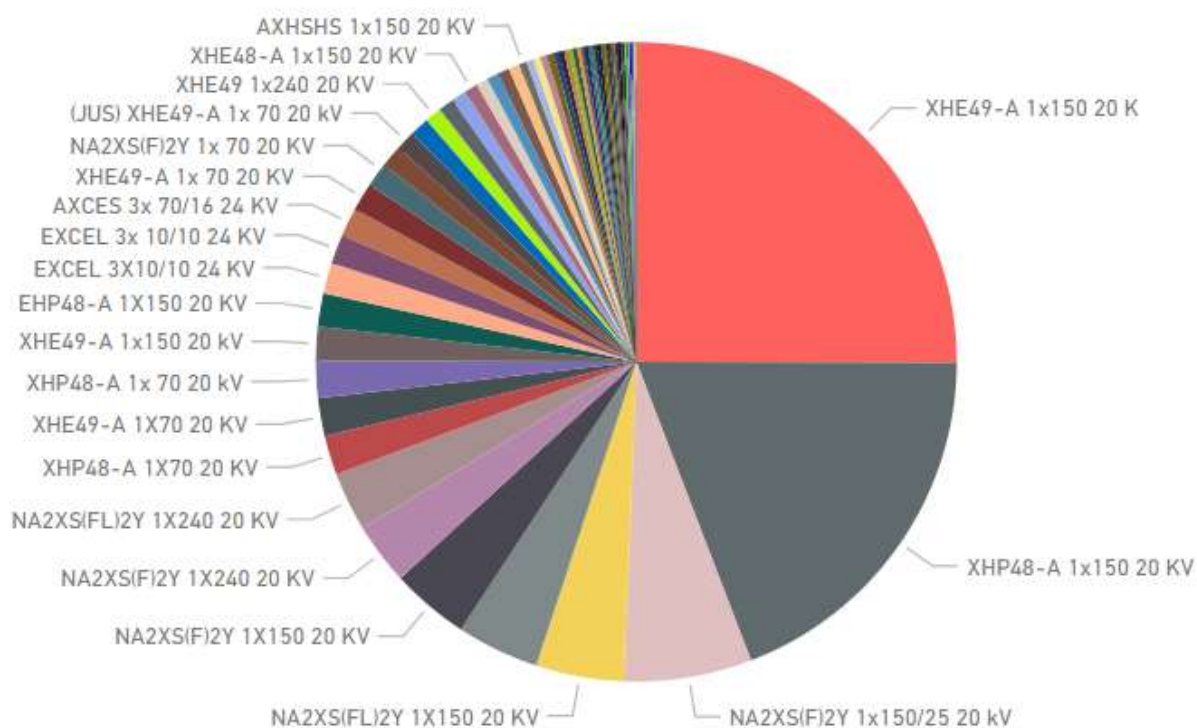
Tabela 17) Obratovalne lastnosti distribucijskega omrežja EP

Tipični materiali nadzemnih vodov so še vedno po dolžini AL/FE 35/6 mm², AL/FE 70/12 mm². Celovit pregled materialov za EP je prikazan na spodnji sliki:



Slika 24) Deleži materialov prisotnih v nadzemnem SN omrežju.

Deleži materialov, ki se uporabljajo za podzemno omrežje so naslednji:



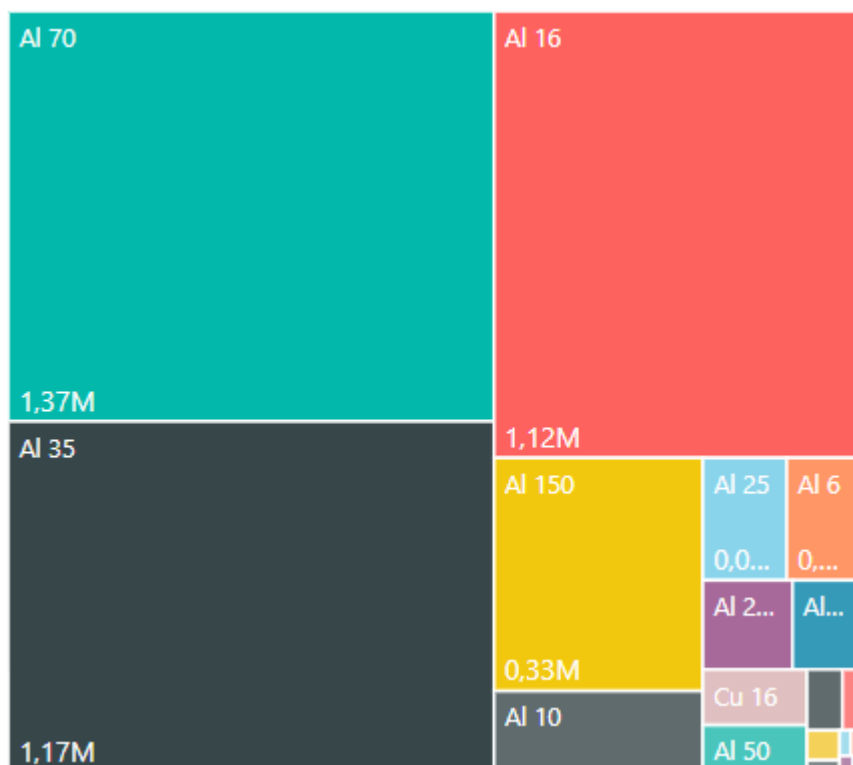
Slika 25) Deleži materialov, ki so vgrajeni v podzemno SN omrežje.

Razgibanost terena vpliva tudi na stroške vzdrževanja omrežja in čas za odpravo okvar. Poleg razgibanosti vpliva na višje stroške vzdrževanja tudi stopnja pogozenosti tras.

EP ima eno izmed večjih gostot udarov strel saj znaša povprečna gostota udarov strel kar 2,47 udar / km² / leto. Povprečna vrednost za celinski del Evrope je 1 udar / km² / leto.

Glede na usmeritve razvoja, ki narekuje predvsem razvoj nizkonapetostnega omrežja moramo predstaviti tudi osnovne obratovalne značilnosti NNO. Slednje temeljijo na dosedaj znanih in beleženih podatkih nizkonapetostnega omrežja v sistemih.

Pregled materialov po preseku in materialu prikazuje spodnji diagram deležev:



Slika 26) Uporabljeni materiali in preseki vodnikov trenutno vgrajeni na **NNO**, kot delež celotnega nabora vodnikov.

Omrežje je večinoma grajeno z Al vodniki. Tipični preseki so Al 70 mm², Al 35 mm² in Al 16 mm². Takšno je tudi struktura tipičnega omrežja od TP do odjemalca na področju EP. Več o strukturi omrežja bo znano po izdelavi referenčnih modelov distribucijskega omrežja.

Struktura materialov, dolžina in struktura NNO omejuje možnost pospešene elektrifikacije odjema. Že sedaj se predvsem zaradi samooskrb in toplotnih črpalk pojavljajo območja s slabimi napetostnimi razmerami. Gre sicer za manjši delež tovrstnih omrežji, ki pa postajajo kritična predvsem v kontekstu potrebnih bodočih ojačitev. Na razvoj omrežja vpliva predvsem teren omrežja, ki ključno vpliva na razvoj in način širitve.

Problematika le-teh se rešuje tako v sklopu reševanja simetriranja odjemalcev na 3 faznem omrežju in z ojačitvami omrežja. Za simetriranje omrežja bi sicer potrebovali ustrezno orodje in zbrane podatke moči po fazah, števce, ki beležijo moči po fazah za ustrezno kombinatoriko.

Z ekstrapolacijo lahko ocenimo, da je na področju EP 1019 od skupno 14774 izvodov, kjer napetostne razmere presegajo meje po standardu SIST EN 5160, del teh pa je prav posledica asimetričnih obremenitev. Dejansko število omrežji, ki jih je potrebno ojačiti zaradi SNR ni v celoti znano, saj števcev, ki bi omogočali opazovanje napetosti po vseh treh fazah nimamo v celoti vgrajenih na omrežje.

Ker gre prav na tem napetostnem nivoju za pospešene spremembe glede na razvojne omejitve bo potrebno pospešiti vlaganja na osnovi razvojne analitike, ki bo določila naslednje bodisi obratovalne ali razvojne prijeme za ojačitev.

3.1.1 Področje: Zgornje Posočje in Idrijsko – Cerkljanska regija (DE Tolmin)



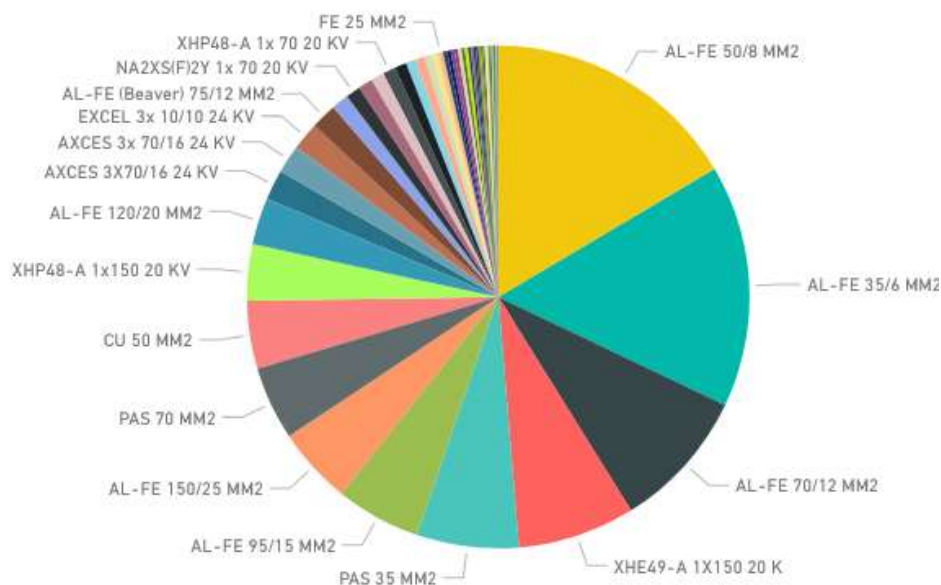
Slika 27) Geografski prikaz omrežja področja DE Tolmin

Zgornje Posočje in Idrijsko – Cerkljanska regija se po 110 kV napaja iz RTP 400/220/110 kV Divača. RTP Tolmin, RTP Cerčno in RTP Idrija so del odjema severnoprimske zanke. Ta se napaja po 110 kV daljnovodu Divača – Ajdovščina. Če ta dvo-sistemske daljnovod izpade, severnoprimska zanka preide v otočno obratovanje.

Posebnosti distribucijskega omrežja DE Tolmin sta izjemna dolžina 20 kV omrežja od zadnje napajalne točke do najbolj oddaljenih odjemalcev (preko 60 km).

V razdelilnem omrežju so prisotni različni materiali in preseki. Al/Fe vodniki so preseka od 25/4 mm² do 150/25 mm². Na 20 kV trenutno obratuje tudi en sistem 110 kV DV RTP Tolmin – RTP Kobarid (Al/Fe 240/40 mm²). Poleg Al/Fe vodnikov so prisotni tudi Cu vodniki, nekaj je PAS vodnikov (35 in 70 mm²), v mestih pa so omrežja pretežno kabelska, večinoma preseka 150 mm² in 240 mm².

Pregled deležev posameznih vrst vodnikov je prikazan spodaj:



Slika 28) Presek deležev vrst vodnikov v začetku leta 2022 za DE Tolmin.

Gre za podeželsko omrežje za katerega je značilna nizka gostota poselitve. S tem so povezani visokimi stroški omrežja na odjemalca.

Distribucijsko razdelilno omrežje Zgornjega Posočja in Idrijsko - Cerkljanske regije napajajo tri 110/20/35 kV razdelilne transformatorske postaje:

RTP	S_n	Obremenitev (MW)
RTP 110/20 kV Idrija	2 x 20 MVA	11,77
RTP 110/20 kV Cerklje	2 x 20 MVA	10,91
RTP 110/20/35 kV Tolmin	2 x 20 +31,5 MVA	12,82

Tabela 18) Izhodiščne obremenitve RTP 110/ x kV na področju DE Tolmin (obremenitve 2021).

Energetska slika kaže izključno odjem na področju brez proizvodnje virov, ki jih iz obratovalne analize odstranimo. Transformacija je na področju zadostna.

Proizvodnja delovne moči v deževnih dnevih krepko preseže porabo in prihaja do pretokov delovne moči iz 20 kV na 110 kV napetostni nivo.

Negativna konica RTP, je večja od pozitivne v času, ko je proizvodnja hitroelektrarn visoka. Negativna konica je v mejah kriterijev načrtovanja za obremenjevanje transformatorjev 110 kV / SN. Faktor delavnosti je zaradi konstantnega odjema jalove moči industrije in nižanja delovne moči razpršenih virov višji. Ker je odjem jalove moči pri odjemalcih konstanten kljub beleženemu višjemu faktorju delavnosti ne beležimo večjih padcev napetosti v omrežju kot drugod, saj elektrarne višajo $\cos(\varphi)$ z dodajanjem delovne moči v omrežje.

Energetska obravnava trendov odjemov na teh RTP brez oddvajanja proizvodnje in porabe ni več možna.

Na področju **RTP Tolmin 110/20 kV**, je priključenih kar **20,154 MW** razpršenih virov, večinoma hidroelektrarn. Med njimi je potrebno naštet predvsem HE Zadraščica 8,4 MW, HE Kneža 1,4 MW in

Knežke ravne 2 z močjo 910 kW. Moč elektrarn že presega moč enega transformatorja. Slednje bi lahko predstavljalo problem v rezervnem obratovalnem stanju.

Zazankanost merilnih mest	37,705%
Zazankane TP	17,904%
Zazankanost vodov	43,739%
Delež kablovodov	16,639%

Tabela 19) Osnovni obratovalni parametri omrežja RTP Tolmin

Elektrarne so večinoma priključene na podeželsko nadzemno omrežje z veliko oddaljenostjo od RTP. Slednje pomeni, da imajo posledično velik vpliv na napetostne nivoje v času maksimalne proizvodnje in brez upoštevanja odjema povzročajo velike spremembe napetosti.

Urejanje priključevanja teh elektrarn v omrežje poteka v koordinaciji z lastniki, kjer upoštevamo potrebe po proizvodnji jalove moči. Pomembno je, da jalova moč služi lokalnim potrebam po regulaciji napetosti še posebej na dolgih podeželskih nadzemnih vodih. Karakteristike jalove moči elektrarn večjih moči zato še posebej podrobno spremljamo in urejamo z lastniki elektrarn (SENG).

Visoka proizvodnja na izvodih SNO odjema napetostni prostor odjemalcem, vendar je stanje še obvladljivo z obratovalnimi prijemi regulacije jalove moči in urejanjem napetostnega profila. Slednji bo zaradi vedno večjih koncentracij virov v prihodnje potrebno dati posebno pozornost.

Ozke zaključene doline po katerih potekajo daljnovodi v veliko primerih ne omogočajo zankanja omrežja s katerim bi dosegli večjo zanesljivost. Rešitve za zmanjšanje števila prekinitev iščemo v kabliranju izpostavljenih odsekov, ki jih je še možno vzankati. Problematiko se rešuje v okviru zmožnosti zankanja z drugimi distribucijami. Zaradi tega, ker omrežja ni zazankanega se posledično tudi ne moremo poslužiti kabliranja za znižanje frekvence prekinitev napajanja odjemalcev.

Še vedno je problematičen izvod Zarakovec, ki ima velik delež nezazankanih odjemalcev in transformatorskih postaj.

Zazankanost merilnih mest	44,781%
Zazankane TP	17,647%
Zazankanost vodov	36,573%
Delež kablovodov	24,635%

Tabela 20) Osnovni obratovalni parametri omrežja RTP Kobarid

RTP Kobarid 35/20 kV se trenutno napaja po enem sistemu 110 kV daljnovoda in Tolmin – Kobarid (Al/Fe 240/40), kjer en sistem obratuje na 35 kV drug sistem pa na 20 kV. Trenutno je priključeno na objekt 6,824 MW razpršenih virov.

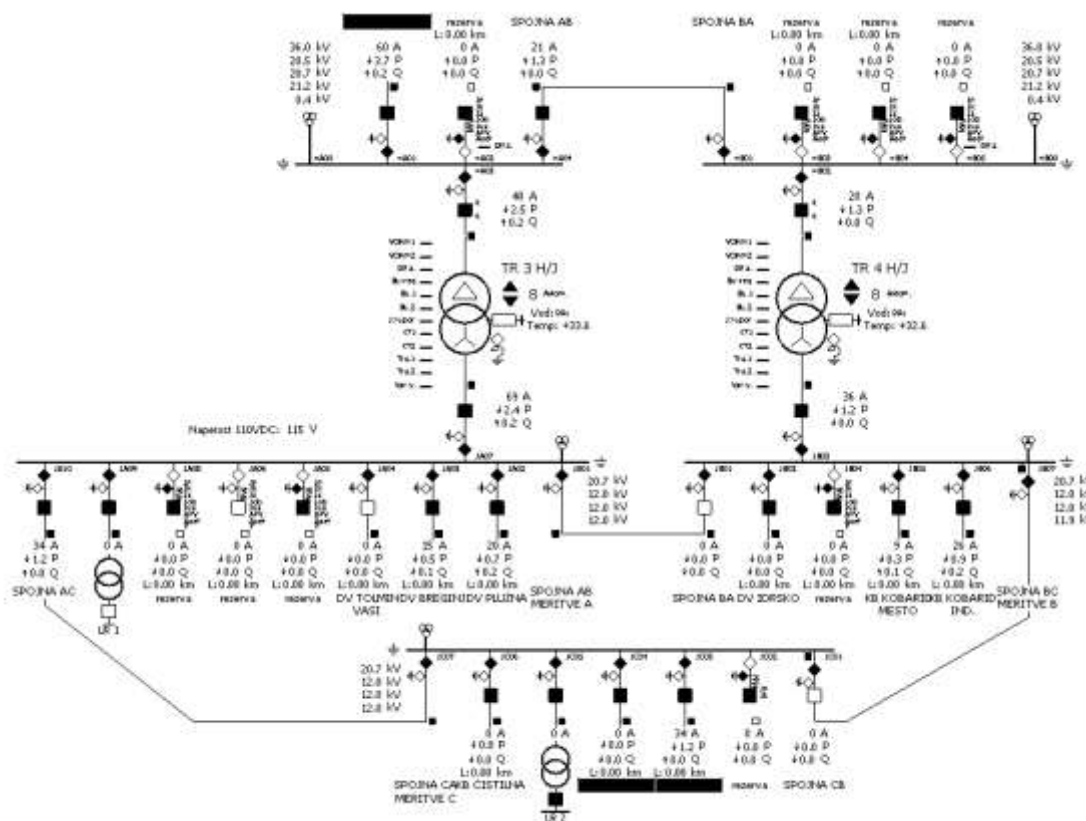
Gre za pomemben objekt v Zgornjem Posočju saj z regulacijo napetosti v RTP, zagotavljamo ustrezne napetostne razmere na področju Bovca (RP Bovec), področju Kobarida in Breginskega kota.

Na področju Bovca so se zaradi nizkih kratkostičnih tokov in posledično visokih upadov napetosti v preteklosti pojavljali problemi z motnjami industrijskih odjemalcev. Po izvedbi paralelnega obratovanja izvodov Bovec in Plužna so se ti znižali, vendar je za ustrezno kakovost napetosti dolgoročno potrebno ločevanje podeželskega in mestnega omrežja od Tolmina do Bovca.

Upadi nastajajo predvsem na izvodih Log pod Mangartom kjer je MAIFI 20,5 in Trenta, kjer je povprečen MAIFI v zadnjih letih (2017-2021) kar 34,1. Gre za močno izpostavljene izvode, kjer rezervnih stanj ni možno zagotoviti, prav tako je umeščanje daljnovodov v prostor problematično. Dvig kakovosti je tako možen le s povečavo frekvence vzdrževanja omrežja na kritičnih mestih.

Napajanje dolin Log pod Mangartom in Trente je radialno in jo bo zaradi konfiguracije tudi dolgoročno zelo težko vzankati z našim ali sosednjim omrežjem, čeprav bi zaradi problematike bilo to nujno potrebno, če hočemo v Bovcu znižati število upadov.

Novo stikališče RTP Kobarid odpravlja obratovalne probleme na tem področju, zgrajeno je s 3 zbiralkami, kar bo v omrežje vpeljalo dodatno fleksibilnost predvsem pa prej omenjeno delitev mesta in podeželja.



Slika 29) Konfiguracija RTP Kobarid 35/20 kV.

Padci napetosti v normalnem obratovalnem stanju so na področju Bovca ustrezne. Izjema so le stanja visoke proizvodnje in minimalne porabe na izvodu Log pod Mangartom. Z ustrezno regulacijo jalove moči virov, ustrezno regulacijo napetostnega profila je možno zagotoviti ustrezne napetostne razmere.

Problem predstavlja napetostni prostor za vključitev samooskrb, ki ga trenutno delno zasedajo elektrarne na SN omrežju. Povečanje napetostnega prostora je ključno, če hočemo dolgoročno zadostiti nadaljnjemu vključevanju virov v omrežje.

V rezervnem obratovalnem stanju na področju Bovca v času nizke proizvodnje ob izpadu enega izmed napajalnih daljnovodov 20 kV med Kobaridom in Bovcem napetosti so napetosti izven kriterijskih vrednosti še posebej v času nizke proizvodnje razpršenih virov. Takšna stanja so sicer zelo redka, saj je proizvodnja relativno visoka tudi v zimskem času. Na pomoč iz razpršenih virov se v razvoju sicer ne smemo zanašati, če pogodb sistemskih storitev za pomoč v času rezervnih stanj distribucijskega sistema ni.

Ob upoštevanju dejanskih $\cos\phi$ koničnega odjema so padci še nižji od simulacijskih.

Po tem, ko smo od odjemalcev dobili pritožbe o večjem številu upadov, se je vzpostavilo paralelno obratovanje izvodov iz RTP Kobarid 35/20 kV, ki napajajo Bovec. S tem smo zmanjšali predvsem število dolgotrajnih prekinitev na področju Bovca in delno zvišali kratkostično moč, kar je zmanjšalo amplitudo upadov. Še vedno pa potrebujemo ustrezne razvojne korake, ki bodo še dodatno pripomogli k zmanjšanju upadov napetosti ob kratkotrajnih prekinitev.

Področje, ki ga napaja **RTP Cerčno 110/20 kV** napaja cerkljansko regijo. Ključna odjemalca te regije predstavljata ETA Cerčno in smučišče Cerčno, posledično so tudi energetske razmere odvisne predvsem od teh večjih odjemalcev.

Zazankanost merilnih mest	32,969%
Zazankane TP	24,390%
Zazankanost vodov	42,883%
Delež kablovodov	21,611%

Tabela 21) Osnovni obratovalni parametri omrežja RTP Cerčno 110/20 kV

Problem RTP predstavlja starost opreme 110 kV stikališča, postopoma pa bo potrebna rekonstrukcija 20 kV stikališča. Stikališče smo od prejšnjega lastnika ETA odkupili, kar nam omogoča nadaljnji razvoj stikališča in opreme. Za zagotavljanje obratovalne fleksibilnosti je EP v preteklosti zgradila RP Cerčno.

V RP Cerčno 20 kV je sekundarna oprema presegla življenjsko dobo. Zamenjava le-te je nujna, objekt iz obratovalnega vidika ne opravlja več primarne vloge.

Zazankanost omrežja in odjemalcev je relativno nizka, zato bo potrebno v prihodnje zagotoviti rezervo daljšim izvodom omrežja, še posebej tistim iz RP Cerčno 20 kV, prav tako bo zaradi reševanja slabih napetostnih razmer v samem centru Cerčna potrebno zgraditi dodatne transformatorske postaje, saj se pojavljajo slabe napetostne razmere.

Zazankanost omrežja je na področju nizka, za izboljšanje zanesljivosti bi bilo smiselno nekatere izvode zankati na omrežje sosednjih distribucijskih podjetij.

RTP Idrija 110/20 kV se napaja po 110 kV severnoprimerški zanki iz omrežja ELES. Iz stikališča 110 kV se poleg samega RTP napaja tudi RTP Žiri 110/20 kV Elektra Ljubljana.

Zazankanost merilnih mest	71,184%
Zazankane TP	32,692%
Zazankanost vodov	53,316%
Delež kablovodov	27,596%

Tabela 22) Osnovni obratovalni podatki omrežja RTP Idrija 110/20 kV

Proizvodnja na napajalnem področju ni velika saj skupna moč vseh proizvodnih virov pri maksimalni beleženi proizvodnji v letu 2021 znaša 2,58 MW.

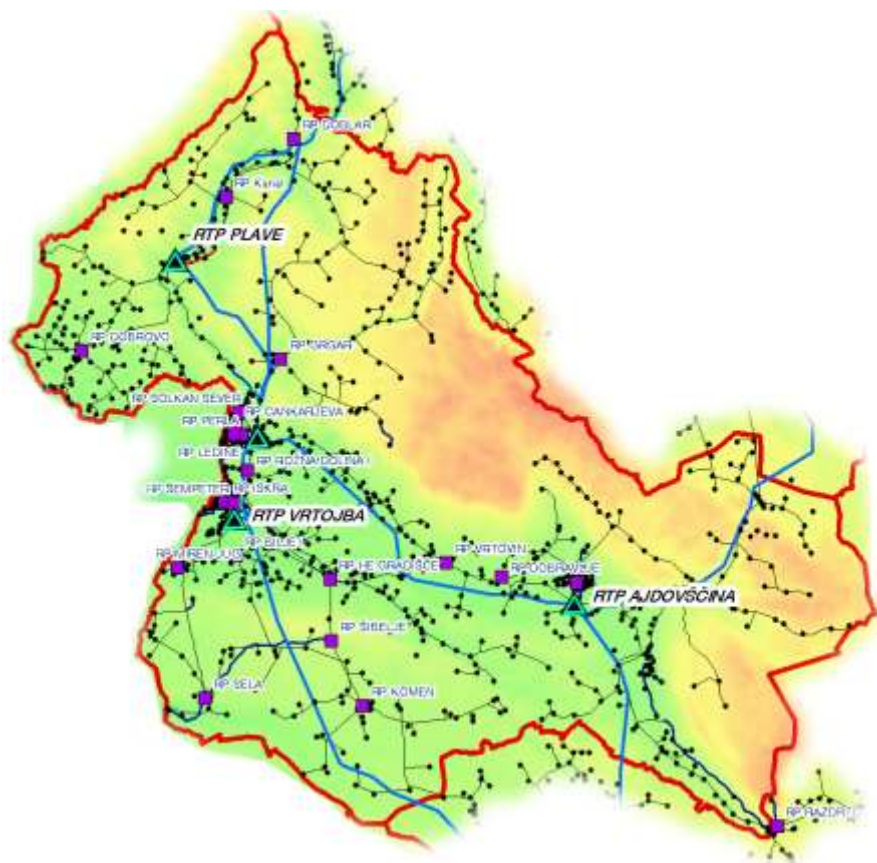
Ključni obratovalni problem področja je mešanje podeželskega in mestnega omrežja na napajalnem izvodu RP Idrija, ki napaja RP Črni vrh in izvod Vojsko.

Skupna dolžina vseh vodov na izvodu, ki napaja RP Idrija in Črni vrh je 120 km, zato je število dogodkov ki povzročajo upade napetosti veliko.

Rešitev je v ločevanju mestnega od podeželskega omrežja. Zaradi relativno visoke kratkostične moči v mestnem omrežju je relativni upad napetosti zadosten. Ukinitev RP Idrija je potrebna predvsem zaradi znižanja stroškov vzdrževanja omrežja.

V RP Idrija primarna še posebej pa sekundarna oprema presega življenjsko dobo in že vpliva na število prekinitev v omrežju in zanesljivo obratovanje omrežja.

3.1.2 Področje: Spodnja Soška dolina, Goriško in Vipavsko (DE Gorica)



Slika 30) Geografski prikaz omrežja področja DE Gorica (RTP Anhovo ni prikazano)

Distribucijsko omrežje Spodnje Soške doline, Goriške in Vipavske napaja pet 110/20 kV razdelilno transformatorskih postaj, ki so v letu 2021 dosegle obremenitve:

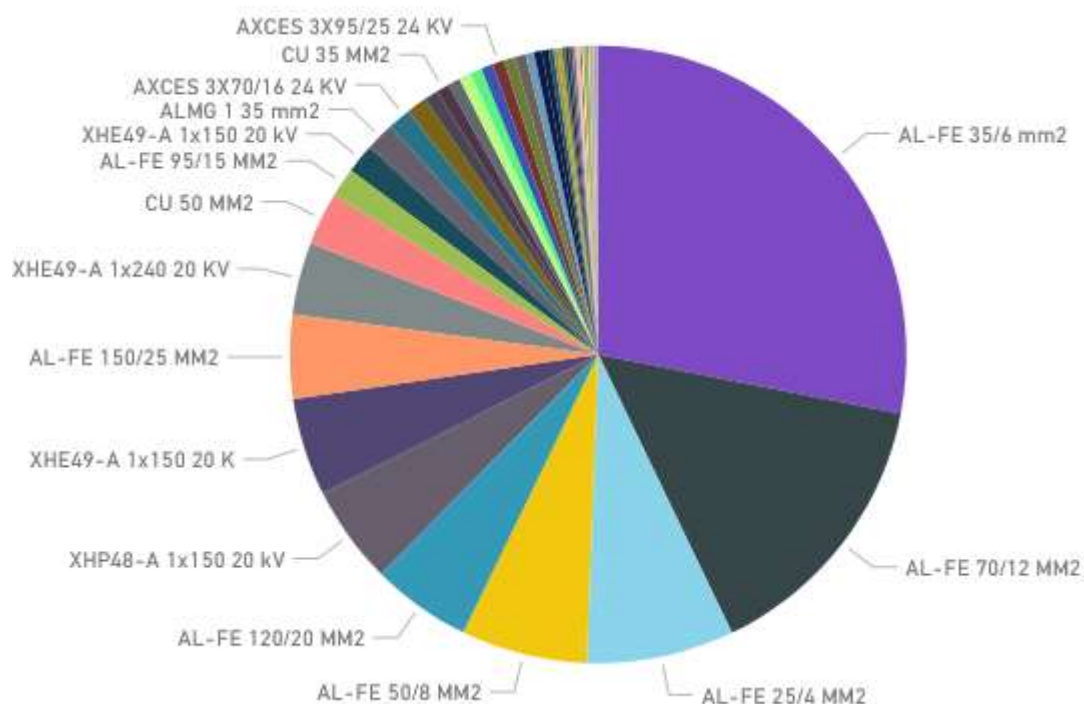
RTP	S_n	Obremenitev (MW)
RTP 110/20 kV Gorica	2 x 31,5 + 20 MVA	30,029
RTP 110/20 kV Vrtojba	31,5 , 20 , 40 MVA	25,805
RTP 110/20 kV Ajdovščina	1 x 20 MVA , 1 x 31,5 MVA	25,800
RTP 110/20 kV Plave	2 x 20 MVA	7,825

Tabela 23) Izhodiščne obremenitve RTP 110/x kV na področju DE Gorica (obremenitve 2020).

Skupna dolžina omrežja na tem področju znaša 868 km. Radialno napajanega omrežja je od tega 383,4 km.

Obratovalsko je še vedno problematično staro SN kabelsko omrežje predvsem v mestu Nova Gorica. Delež kabelskega omrežja na področju je le 25,347 %. Vodniki, ki se uporabljajo na tem področju so nižjega preseka kot drugod, večinoma je omrežje grajeno v nadzemni tehniki.

Gre večinoma za nadzemne vodnike preseka do 70 mm², ki predstavljajo večino izgrajenega omrežja (Slika 31):



Slika 31) Uporabljeni vodniki na področju DE Gorica (2021).

V normalnem obratovanju so padci napetosti nizki, nikjer v omrežju ne presegajo dopustnih 7,5 %. Še najvišji so na izvodih Gorjansko in Štanjel iz RP Komen ter na izvodih Branik in Batuje iz RP HE Gradišče. Proti koncu teh izvodov padci napetosti presežejo 4 %. Relativne obremenitve omrežja so večinoma nizke, nad 50 % so obremenjene naslednje veje: začetni del izvoda Perla iz RTP Gorica, glavna veja izvoda Volčja Draga industrija iz RTP Vrtojba ter izvoda Fructal in Čistilna naprava iz RTP Ajdovščina.

Problematična so nekatera rezervna napajalna stanja. Ob izpadu izvoda Sela iz RTP Vrtojba (Al/Fe150/25 mm²) je edina možnost prenapajanja po izvodu Sveto iz RP Komen, vendar bi padci napetosti na območju RP Sela presegli dopustne vrednosti za rezervna napajalna stanja.

Ob morebitnem izpadu izvoda Gorica-Gradišče iz RTP Vrtojba ni možno zagotoviti ustreznega rezervnega napajanja omrežja proti Komnu z vklopom spojnega polja v RP HE Gradišče, ker bi bil preobremenjen začetni del izvoda Volčja Draga industrija iz RTP Vrtojba. Zaradi previsokih padcev napetosti pa ni možno prenapajanje RP Komen niti po izvodu Planina iz RTP Ajdovščina, niti preko RP Sela po izvodu Sela iz RTP Vrtojba, niti po izvodu Predor iz RTP Sežana.

Podobno je stanje ob izpadu izvoda Komen iz RP HE Gradišče. Z enim preklopom ni mogoče vzpostaviti ustreznega rezervnega napajalnega stanja. V vseh treh primerih, torej ob prenapajanju po izvodu Planina iz RTP Ajdovščina, preko RP Sela iz RTP Vrtojba ali po izvodu Predor iz RTP Sežana bi bili padci napetosti previsoki. Rezervno napajanje RP Komen je možno zagotoviti le z več preklopi, ko se zahodni del izpadlega omrežja na območju RP Komen napaja po izvodu Kostanjevica iz RP Sela, omrežje vzhodno od RP Komen pa po izvodu Planina iz RTP Ajdovščina.

Ob morebitnem izpadu izvoda Razdrto iz RTP Ajdovščina je edina možnost prenapajanja po izvodu Ajdovščina iz RP Razdrto, ki se napaja po izvodu Razdrto iz RTP Postojna. Vendar padci napetosti v začetnem delu izpadlega izvoda Razdrto že presežejo dopustne vrednosti za rezervna napajalna stanja.

RTP Plave 110/20 kV napaja področje Soške doline in hribovja nad Kanalom in področje Goriških Brd z večjo razdelilno postajo RP Dobrovo.

Zazankanost merilnih mest	14,628%
Zazankane TP	12,766%
Zazankanost vodov	40,935%
Delež kablovodov	8,527%

Tabela 24) Obratovalne značilnosti področja RTP 110/20 kV Plave.

Že iz osnovnih obratovalnih značilnosti področja vidimo, da gre za omrežje prilagojeno napajanju podeželskega odjema.

RTP služi za rezervno napajanje RTP Anhovo 20/10 kV po SN nivoju. Slednje sicer v razvoju ne upoštevamo kot razvojno izhodišče, saj gre za zagotavljanje rezerve odjemalcu na 110 kV.

Področje spodnje Soške doline (Kanal, Lig, Levpa) se napaja po izvodih Kanal – Tolmin, Kanal in izvod Doblar iz RTP Plave. Skupna konična moč vseh izvodov, ki napajajo območje Kanala znaša cca. 3,5 MW.

Področje Kanala je razen območja Liga relativno dobro zazankano. Problem tega področja ostaja obratovalna problematika samega objekta RP Kanal, saj so celice kljub nizki starosti funkcionalno zastarane. V daljšem obdobju smo zaznali tudi večje število izpadov na izvodu Dolina iz Doblarja in na izvodu Lig.

Področje Brd se napaja po dveh nadzemnih izvodih in razdeluje z dvema izvodoma izvodom Dobrovo in izvodom Brda. Izvod Dobrovo ima skupno obremenitev 3,5 MW, izvod Brda pa 0,4 MW, napaja 2525 merilnih mest. Ključni problem tega področja predstavlja RP Dobrovo 20 kV, kjer primarna in sekundarna oprema močno presega življenjsko dobo.

Hkrati bi bilo smiselno urediti zankanje med izvodi, optimizirati število izvodov in razklopne točke na obstoječem omrežju, saj bi lahko z relativno nizkimi investicijskimi stroški povečali zanesljivost napajanja na tem področju. Ključni obratovalni problem področja je število atmosferskih razelektritev.

Ključni problem predstavlja starost osnovnih napajalnih vodov za področje.

RP Gonjače se je zaradi zastarelosti opreme in majhnega števila izvodov v preteklem obdobju razvojnega načrta preuredil v daljinsko vodeno TP, iz katere se odcepno napaja izvod Kojsko.

V preteklem obdobju je prišlo do izvedbe povezave Cerovo – Hum, ki je povečala zazankanost področja, v prihodnje pa bo potrebno težiti k dodatnemu zankanju na področju, saj je zaradi dolgih podeželskih izvodov in velikega števila odjemalcev kot tudi občutljivosti odjemalcev na tem področju to nujno.

RTP Gorica 110/20 kV napaja mestno omrežje Nove Gorice področje Banjške planote in na vzhodu omrežje v smeri proti Ajdovščini do Gojač. RTP napaja 13900 odjemalcev. Skupna dolžina vseh vodov na tem področju je 181,93 km.

Tabela 25) Zazankanost izvodov na področju RTP Gorica 110/20 kV

Zazankanost merilnih mest	75,500%
Zazankane TP	45,267%
Zazankanost vodov	54,492%
Delež kablovodov	33,404%

Problem napajanja mestnega omrežja Nove Gorice je predvsem v starosti kablovodov, saj se zaradi tega v omrežju pojavlja večje število prekinitev in strukturi omrežja. V preteklem obdobju razvojnega načrta se je izvedlo številna vlaganja v izboljšanje strukture z uvedbo RP Ledine in rekonstrukcije nekaterih povezav v mestu, vendar omrežje zahteva nadaljnji razvoj.

Struktura mestnega omrežja se je posledično uredila za lažjo vzpostavitev rezervnega napajanja ob havarijah, menjajo se odseki kablovodov, na katerih je v preteklostih prihajalo do prekinitev.

Še vedno obstaja problem s prekinitvami na primestnem področju Ajševice, Šempasa, Kromberka in Rožne doline, ki imajo glede na gostoto odjema in število odjemalcev slabšo kakovost napajanja zaradi izpostavljenosti vetru.

Pomemben RP na področju je tudi RP Grgar, ki napaja relativno veliko število odjemalcev. Zaradi dolgih nezazankanih izvodov prihaja do večjega števila prekinitev na izvodih. Zankanje na sosednje omrežje še vedno ni v celoti izkoriščeno.

Večje število prekinitev se pojavlja zaradi vetra in nadzemnega omrežja med RTP Gorica v smeri proti Ajdovščini (izvod Ajdovščina 29 km).

Problem tega izvoda je poleg zanesljivosti, tudi postopna rast obremenitev v industrijski coni Gojače. Trenutno se ta cona sicer napaja iz Ajdovščine vendar je potrebno zagotoviti iz Gorice tudi dolgoročno ustrezno rezervo.

Primarna in sekundarna oprema **RTP Vrtojba 110/20 kV** je stara in jo bo potrebno zamenjati, da bo zagotavljala ustrezno zanesljivost napajanja. Objekt napaja kraja Šempeter in Vrtojbo, Kras do Pliskovice, področje Bilj in Mirna in dolino Branice.

Tabela 26) Obratovalne značilnosti področja RTP Vrtojba 110/20 kV.

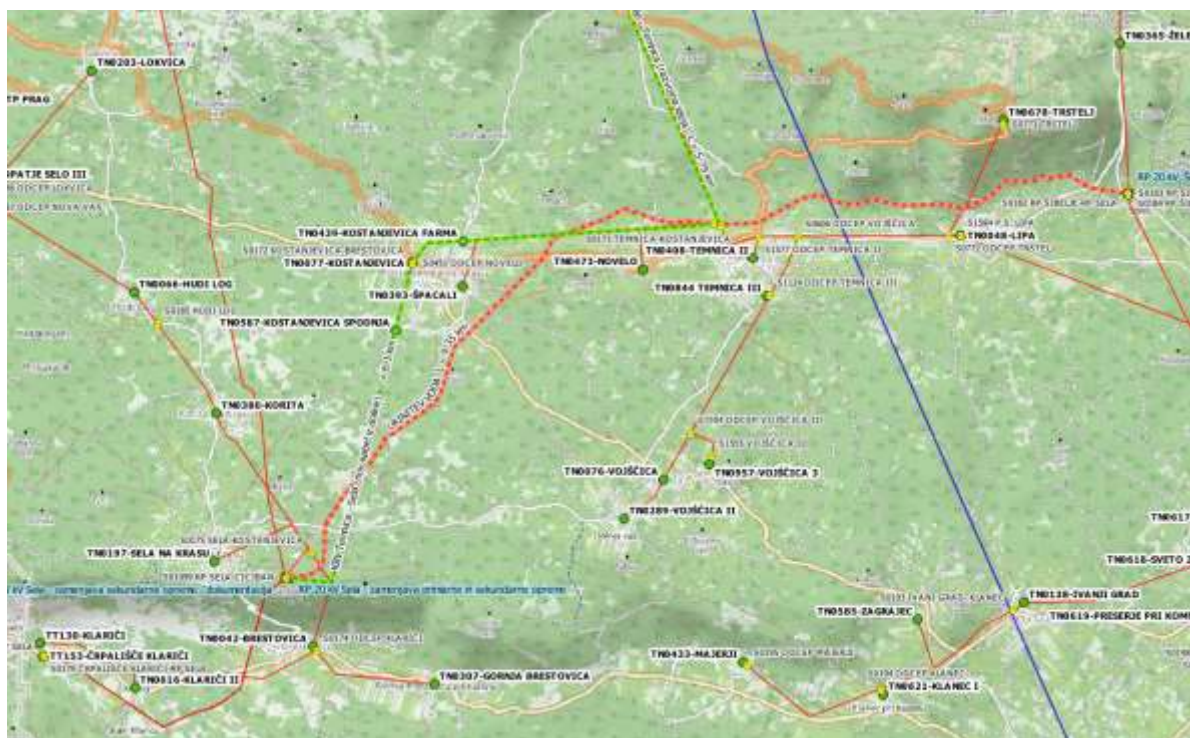
Zazankanost merilnih mest	48,121%
Zazankane TP	40,000%
Zazankanost vodov	66,271%
Delež kablovodov	29,325%

Visoke obremenitve in nizke obratovalne rezerve se pojavljajo predvsem na področju Volčje drage, Renč in Bilj saj je v teh primerih rezervno obratovalno stanje težje zagotoviti, s porastom obremenitev pa bo postopno zagotavljanje ustrezne rezerve nemogoče.

Na Krasu nastaja problem v rezervnem obratovanju ob izpadu napajalnega voda za RP Sela ali RP Komen.

Problem je v zadnjem času še toliko večji zato, ker je zaradi starosti in nepopravljivih defektov v preteklih dveh letih izpadla kabelska povezava med RP Šibelji in RP Sela (Slika 32). Ta je omogočala v rezervnih obratovalnih stanjih še ustrezne padce napetosti. Trenutno se je problem začasno rešil z ojačitvijo nadzemnega voda med RP Komen in RP Sela, ob predvideni elektrifikaciji odjema bo prenosna zmogljivost vodov prenizka. Omrežje je od napajalnih točk v RTP Vrtojba 110/20 kV do RP grajeno v obeh primerih z nadzemno tehniko, ki vnaša v rezervnih stanih veliko induktivno komponento in s tem visoke padce napetosti. Pred vzpostavitvijo je potrebno relativno veliko število preklpov v omrežju, saj je potrebno čim več odjema zagotavljati iz sosednjih RTP t.j. Ajdovščina in Sežana.

Električna oddaljenost npr. Opatjega sela do Vrtojbe je ob izpadu napajalnega voda za RP Sela nekaj čez 40 km. Gre sicer za omrežje, kjer je večinoma podeželski odjem, problematično pa nastane ob pričakovanem hitrem porastu obremenitev ali daljšem izpadu.



Slika 32) Ukinjena kabelska povezava med RP Šibelji in RP Sela (rdeča oznaka).

Za **RTP Ajdovščina 110/20 kV** je značilen hiter porast obremenitev, ki se nadaljuje tudi v preteklih letih razvojnega načrta. Problematiko zadostnosti transformacije se je v preteklem obdobju razvojnega načrta uspešno rešilo z vgradnjo nove transformacije 2 x 31,5 MVA. Zadnje obremenitve objekta znašajo 24,66 MW **delovne moči**.

Tabela 27) Obratovalne značilnosti RTP Ajdovščina 110/20 kV

Zazankanost merilnih mest	45,523%
Zazankane TP	38,583%
Zazankanost vodov	57,501%
Delež kablovodov	28,187%

Z nadgradnjo RTP v preteklem obdobju razvojnega načrta se je izboljšalo zanesljivost objekta, s transformacijo povečalo njeno zadostnost in omogočilo nadaljnji razvoj obremenitev na področju.

Zaradi stanja infrastrukture je potrebno rekonstruirati sekundarno opremo 110 kV stikališča skupaj z ELES. Prav tako je potrebno urediti lastno rabo objekta.

Zaradi visokih porastov obremenitev bo potrebno v obrtni coni preurediti napajalno omrežje, da bo omogočalo ustrezno zanesljivost napajanja in strukturo primerno odjemu, saj so predvidene dodatne obremenitve, hkrati pa zagotoviti ustrezno napajanje za Lokavec.

RP Vipava 20 kV se trenutno napaja po daljnovodu 20 kV, zaradi vetra na tem področju nastajajo prekinitev. Stanje sicer ni kritično, potrebno pa ga bo srednjeročno odpraviti.

Povečava moči v mestno industrijskem jedru Ajdovščine lahko ob koničnih obremenitvah presega dopustne trajne obremenitve.

Na izvodu Tovarniška, se napaja RP Hubelj 20 kV, ki ima trenutno vlogo razdelitve moči za izvoda Lokavec in Predmeja. Objekt je zaradi zastarane sekundarne in primarne opreme problematičen. Iz Predmeje se v Ajdovščino ob havarijah prenašajo upadi večjemu številu odjemalcev, kar iz stališča zagotavljanja kakovosti napetosti ni sprejemljivo.

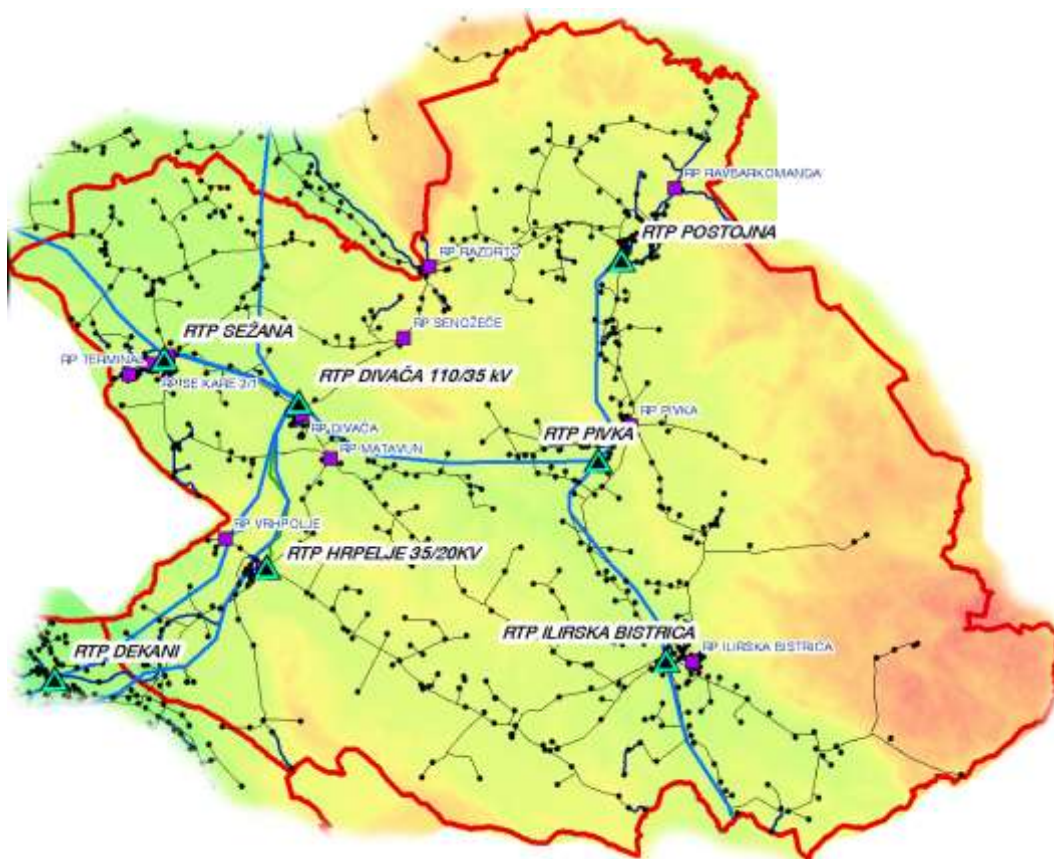
Zaradi povezave izvoda Predmeja in Lokavec z mestnim omrežjem preko RP HE Hubelj prihaja do upadov napetosti v mestnem omrežju.

Iz stališča razpoložljivosti moči v omrežju za vključevanje razpršene proizvodnje so trenutno najslabše razmere na izvodu Vrhpolje iz RP Vipava 20 kV, kjer se je v preteklosti vključila večja SE Višnje, vendar dvigi napetosti še vedno dopuščajo dodatno vključevanje samooskrb.

Industrija je prisotna tudi v oddaljenem podeželskem omrežju na lokaciji OC Gojače, ki se trenutno napaja iz Ajdovščine. Dodatna povečava odjema v industrijski coni bi pomenila nezmožnost zagotavljanja ob izpadu enega izmed vodov. Trenutno je stanje obvladljivo zaradi ustrezne kompenzacije jalovih moči pri odjemalcih.

Za reševanje rezervnega napajanja Krasa, ki smo ga opisali pri obratovanju napajalnega področja RTP Vrtojba 110/20 kV potrebujemo zadostno omrežje za napajanje odjema proti Štanjelu. Po izgradnji povezave Vrtovče – Tevče je izvod Planina prevzel motnje kratkotrajnih in dolgotrajnih prekinitev iz Krasa.

3.1.3 Področje: Notranjska in Kras (DE Sežana)



Slika 33) Geografski prikaz omrežja področja DE Sežana

Distribucijsko razdelilno omrežje Notranjsko-Kraškega območja, napaja pet 110/20, 35/20 kV razdelilno transformatorskih postaj, ki so v izhodiščnem letu dosegle obremenitve:

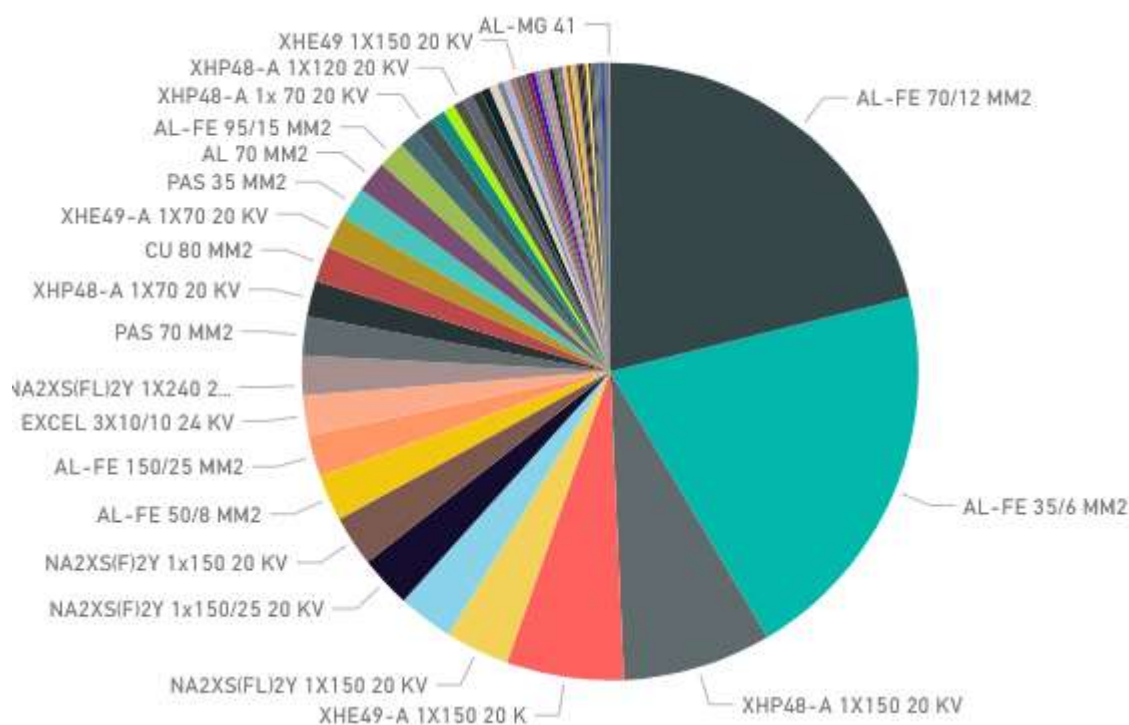
RTP	S_n	Obremenitev (MW)
RTP 110/35 kV Divača (ELES)	2 x 20 MVA	8,08
RTP 110/20 kV Pivka	31,5 MVA + 20 MVA	13,74
RTP 110/20 kV Ilirska Bistrica	2 x 31,5 MVA	20,66
RTP 110/20 kV Postojna	2 x 31,5 MVA	16,39
RTP 110/20 kV Sežana	2 x 20 MVA	17,52

Tabela 28) Izhodiščne obremenitve RTP 110/x kV na področju DE Sežana (obremenitve 2021).

V izhodiščnem letu je zmogljivost transformacije povsod ustrezna. Še je prisotna 35 kV napetost, ki napaja RTP Hrpelje 35/20 kV, 10 kV napetostni nivo, ki je bil prisoten v Postojni pa je ukinjen z izjemo napajanja Postonjske jame in ene same transformatorske postaje, ki je v lasti EP.

Po 110 kV se območje napaja iz RTP 400/220/110 kV Divača. RTP Ilirska Bistrica povezan z RTP Matulji na Hrvaškem. RTP Postojna 110/20 kV je radialno napajana iz Pivke po 110 kV, saj drug sistem dvosistemskega daljnovoda obratuje na 20 kV.

Razdeljevalno omrežje na obravnavanem področju je 20 kV. Najbolj uporabljeni materiali na tem področju so AL/FE 70/12, AL/FE 35/6, XHP48A 1X150. Zazankanost omrežja je 57,95 % oz. 32,83% transformatorskih postaj, delež kablovskega omrežja je 27,39 %:



Slika 34) Uporabljeni vodi v SN omrežju DE Sežana

Za zagotovitev ustrezne rezerve bo potrebno vzpostaviti povezavo 2 x 110 kV Pivka – Postojna, saj en sistem DV 110 kV Pivka – Postojna trenutno obratuje na napetosti 20 kV. Problemi že nastajajo pri revizijah 110 kV stikališča v Pivki, saj z enim transformatorjem v Pivki ni možno napajati napajalnega področja Pivke in Postojne kljub vzpostavitvi težkega voda med Pivko in Postojno, ki trenutno omogoča rezervno napajanje področja ob izpadu 110 kV napetostnega nivoja.

Trenutno je transformacija v **RTP Postojna 110/20 kV** zadostna za napajanje pripadajočega napajalnega področja. Skupna obremenitev transformacije je v letu 2020 dosegla 16,35 MW.

Tabela 29) Obratovalne značilnosti RTP Postojna 110/20 kV.

Zazankanost merilnih mest	67,880%
Zazankane TP	42,069%
Zazankanost vodov	68,718%
Delež kablovodov	44,628%

Dolgoročno je potrebna rekonfiguracija omrežja ob predvideni vključitvi novega ENP Postojna 20 kV.

Problem stikališča v RTP Postojna 110/20 kV je, da zmanjkuje celic za nove vključitve izvodov v objektu ob predvidenem razvoju omrežja.

Na področju je predvidena vključitev nove ENP, rekonfiguracija omrežja pa je potrebna za ureditev mestnih zank.

Na področju Postonjske jame še vedno obstaja 10 kV napetostni nivo, ki ga zagotavljamo iz RTP 20/10 kV Postojna. Slednji je iz stališča primarne in sekundarne opreme na koncu življenjske dobe in ga je nujno potrebno ukiniti. Ukinitve le-tega je potrebna čim prej v okviru rekonfiguracije

Najbolj problematično področje iz stališča rezervnega napajanja je področje Razdrtega. Gre za nadzemni vod grajen z materialom Al/Fe 95/15 dolžine 12,12 km. Konična moč odjema je nekaj čez 4 MW delovne moči. Sorazmerno visoki so tudi padci napetosti in izgube v normalnem obratovalnem stanju.

Zaradi neustrezno konfiguriranega stikališča v RP Razdrto je težko izkoristiti prenosne zmogljivosti vodov iz sosednjih RTP, še težje pa je v celoti zagotavljati rezervo odjemu področja ob izpadu 110 kV napetostnega nivoja v Postojni ali osnovne 20 kV povezave Postojna - Razdrto.

Z razpršenimi viri VE in SE je možnost po dodatni regulaciji napetosti navzgor omejena, pričakuje pa se še nove vključitve, saj so interesi za postavitev dodatnih elektrarn ob obstoječi VE na Razdrtem velike.

Trenutno vozliščna zmogljivost omrežja na področju ne dopušča več vključitev novih elektrarn v omrežje, saj so dvigi napetosti zaradi preteklih vključitev RV visoki.

RTP Pivka 110/20 kV napaja omrežje med Postojno, Ilirsko Bistrico in Divačo. Mestno omrežje je v celoti obnovljeno, povezave med Pivko in Postojno so zadostne.

Tabela 30) Obratovalne značilnosti RTP Pivka 110/20 kV

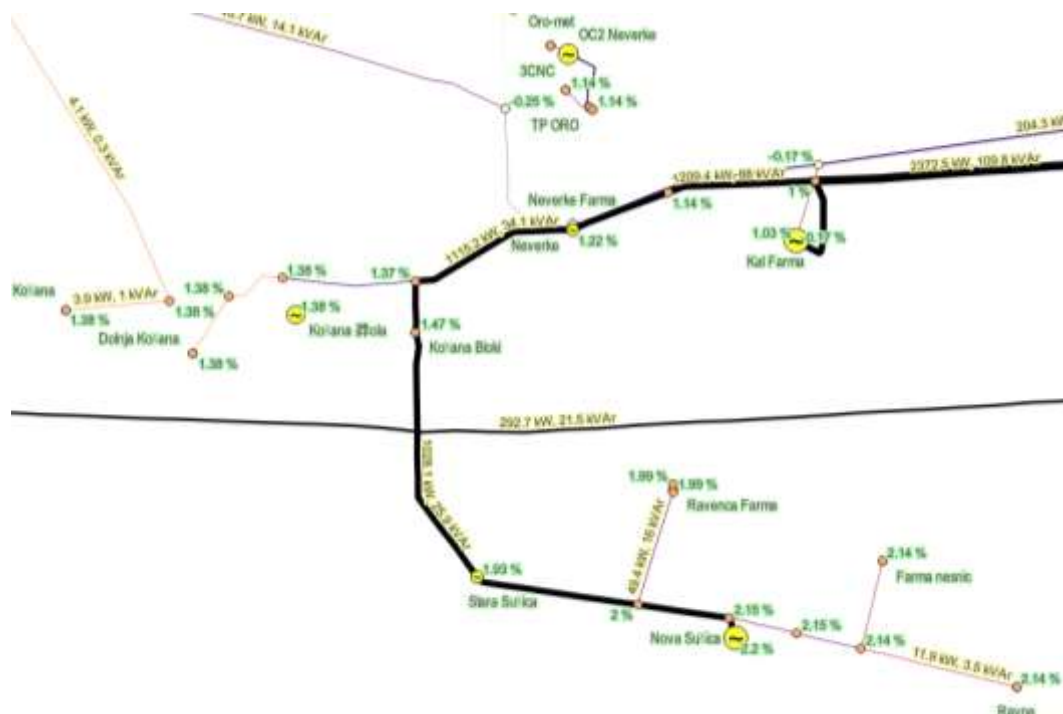
Zazankanost merilnih mest	43,740%
Zazankane TP	34,058%
Zazankanost vodov	67,344%
Delež kablovodov	28,330%

Dosežena moč odjema v Pivki v letu 2020 znaša 15,68 MW. Pri energetske zadostnosti transformacije moramo upoštevati tudi odjem Postojne, ki se napaja iz drugega transformatorja in v zgornjo meritev ni vključeno.

V RTP potrebujemo transformacijo, ki je sposobna prevzeti tudi odjem Postojne 16,35 MW. Dodatno obremenitev lahko pričakujemo tudi zaradi nebeleženega koničnega odjema, ki ga povzroča ENP Pivka s svojo dinamiko.

V RTP se je v letu 2021 zaradi starosti in ustrezne rezerve ob napajanju Postojno vgradilo novo transformacijo 110/20 kV 31,5 MVA. Zaradi starosti bo potrebno zamenjati tudi TR2 in zaščito transformatorskih polj.

Izdana soglasja za vključitev RV so potekla, do realizacije ni prišlo. Na področju je iz stališča problematična vključitev novih RV na področju Košane, kjer zaradi že vključenih razpršenih virov prihaja do previsokih dvigov napetosti v omrežju. Na tem področju so prisotne dodatne zahteve po priključitvi razpršenih virov, kjer je že prihajalo do zavrnitve zaradi previsokih napetosti. Dodatno vključevanje virov na ta izvod ni več možno brez rekonfiguracije SN omrežja.



Slika 35) Napetostni dvigi zaradi razpršene proizvodnje na izvodu napajanja izvoda Košana

Omrežje je potrebno ojačiti, vključevanje razpršenih virov na NNO pa je možno le zaradi neupoštevanje regulacije napetosti razpršenih virov, nižje nastavljene napetosti v RTP Pivka in neupoštevanega

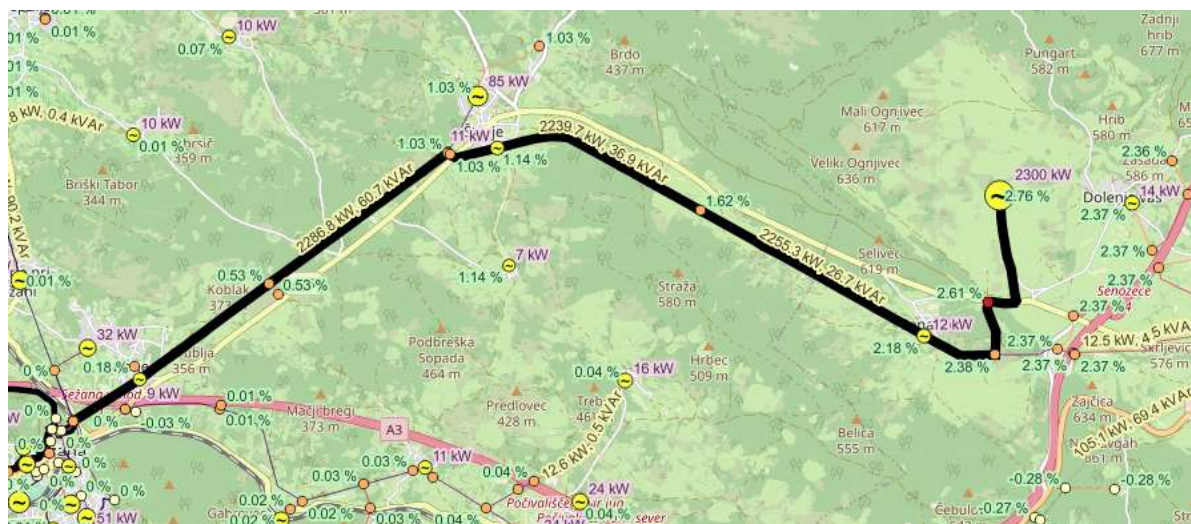
Skupna moč vseh elektrarn, ki so vključene v RTP je 4408 kW.

Tabela 31) Obratovalne značilnosti RTP Sežana 110/20 kV.

Zazankanost merilnih mest	60,174%
Zazankane TP	39,796%
Zazankanost vodov	56,208%
Delež kablovodov	31,742%

Izvod Senožee v Dolenji vasi napaja edino večjo VE v Sloveniji, ki ima moč nad 2,3 MW. Napetostne razmere na tem izvodu so obvladljive le z ustrezno regulacijo jalove moči elektrarne, ki je predpisana po SZP.

Izvod je zaradi te elektrarne v celoti zapolnjen, dodatne vključitve RV na SN nivo ni več možen, saj brez upoštevanja regulacije napetostni dvigi presegajo 2 % dvig na SNO.



Ključni obratovalni problem mestnega omrežja Sežana, je v mešanju podeželskega in mestnega odjema na izvodu Predor in nepreglednost strukture mestnega omrežja. Kritična izvoda sta Center in Bolnica s številnimi prečnimi povezavami. Prav tako je potrebno na jugu Sežane urediti kabelske izvode Črpališče Planina in Lipica.

V zadnjem obdobju večji problem iz stališča kakovosti napetosti predstavlja napajanje izvoda Dutovlje. Skupna dolžina vodov tega izvoda presega 40 km in napaja 1266 odjemalcev, med njimi tudi nekaj večjih občutljivih odjemalcev od katerih smo tudi v letu 2020 in 2021 dobili pritožbe o slabi kakovosti oskrbe. Parametri kakovosti na tem izvodu so za enkrat še znotraj okvirov minimalnih standardov kakovosti, vendar po kriterijih načrtovanja izvod izstopa od ostalih.

Zaradi geografske pozicije, naravnega stičišča več vodov in povečav obremenitev je nujno potrebno urediti strukturo omrežja in napajanje v okolici Divače. Na eni strani se ureja »mestno« omrežje

Divače, omrežje se na področju kabli. Področje se napaja iz Sežane in Hrpelj po daljnovodu Al/Fe 150/25.

Skupna moč vseh elektrarn, ki so priključene na RTP je 6855 kW.

RTP Divača 110/35 kV trenutno napaja **RTP Hrpelje 35/20 kV** po daljnovodu DN090 DIVAČA - KOZINA. Največje obratovalno tveganje predstavlja izpad tega povezovalnega daljnovoda, saj se rezerva zagotavlja po 20 kV omrežju.

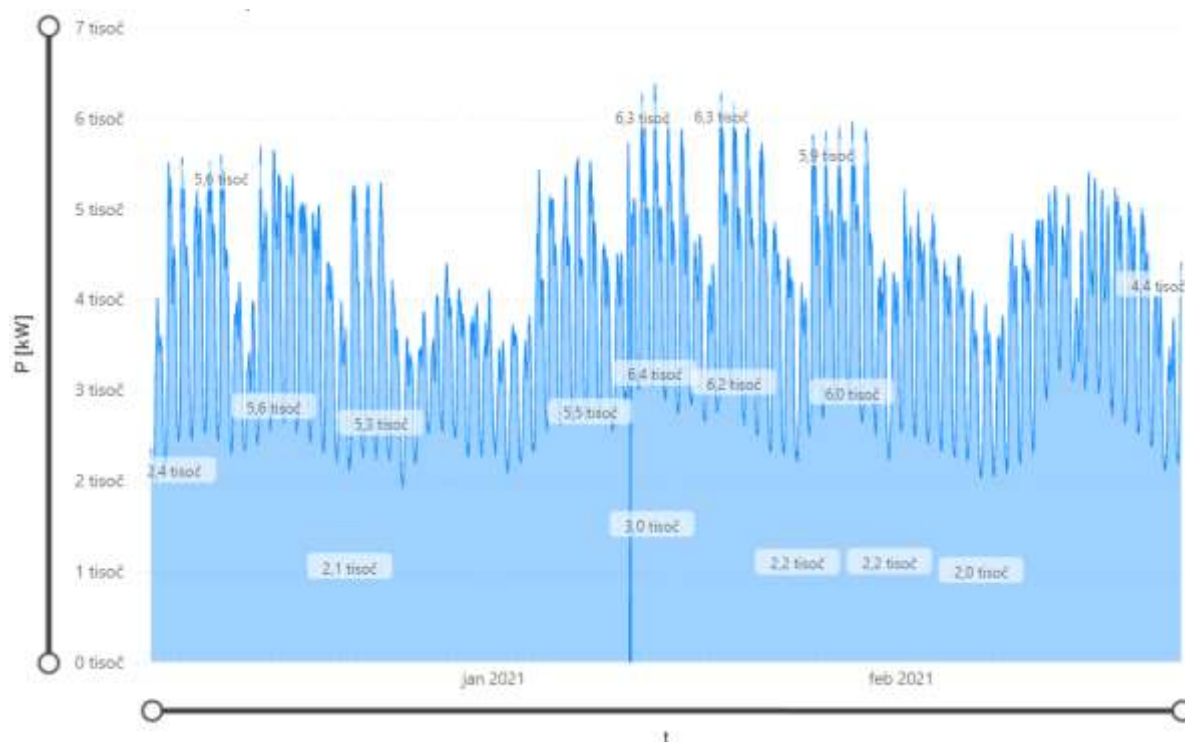
Osnovne obratovalne značilnosti področja:

Tabela 32) Obratovalne značilnosti RTP Divača 110/35 kV.

Zazankanost merilnih mest	46,530%
Zazankane TP	27,174%
Zazankanost vodov	48,931%
Delež kablovodov	21,885%

Energetska zadostnost objekta RTP Hrpelje 35/20 kV postaja problematična. Večje vključitve novih odjemalcev, ki smo jih obravnavali v letu 2021 ne omogočajo obratovanja v rezervnem obratovalnem stanju.

Predvidene so vključitve novega odjema gradnje 2. tira, ki skupno na objekt doda 3,35 MW, ki ga je potrebno v času rezervnih obratovalnih stanj izključiti iz obratovanja, poleg tega se prav na tem področju ustvarja potreba po povečanju moči zaradi napajanja večjega sklopa električnih polnilnic za električna vozila v okviru tranzitne točke na AC Razdrto – Koper (1 MW). Poleg tega so predvidene večje širitve naselja v Hrpeljah, ki bodo zahtevale dodatno povečanje moči.



Slika 36) Energetske razmere na RTP Hrpelje 35/20 kV.

Glede na trenutne beležene maksimalne obremenitve področja 6,4 MW (Slika 36) brez ENP lahko odjemu zagotavljamo napajanje po 20 kV povezavah iz RTP Dekani (DE Koper), RTP Sežana in delno iz RTP Ilirska Bistrica.

Če upoštevamo obremenitve ENP Hrpelje 35 kV, skupna konična moč v letu 2021 preseže 8 MW.

Energetske razmere področja zaradi hitrih porastov obremenitev postajajo kritične v rezervnih obratovalnih stanjih, predvsem ob izpadu enega transformatorja. Zato bo v prihodnjih letih bo obratovanje v teh stanjih onemogočeno, dolgoročno pa lahko slednje privede do daljših odklopov ali redukcij odjema.

Hrpelje 35/20 kV 2 x 8MW mora preiti na 110 kV s transformacijo 2 x 20 kV in garantirano močjo 110 kV. V nasprotnem primeru bo potrebno v rezervnih stanjih moč zagotoviti iz drugih virov.

Trenutno na tem področju ni ponudnikov fleksibilnosti, ki bi jih lahko izkoristili za zniževanje moči v rezervnih obratovalnih stanjih, prav tako nimamo še sistema za vodenje fleksibilnosti na osnovi prenosnih zmogljivosti omrežja, slednje sicer predstavlja alternativno možnost razvoja, ki se je upoštevala v obratovalno / razvojnih študijah EP. Sistem za proženje in realno časovni izračun potrebnih zmogljivosti ni na voljo.

Poleg fleksibilnosti je alternativa tudi v podpori jalove moči pri napajanju področja iz sosednjih RTP v objektu RTP Hrpelje. Ta prijem smo na EP uspešno uporabljali že v preteklosti v ekstremnih razmerah, zaradi koncepta načrtovanja pa ga v študijah razvoja omrežja ne upoštevamo, saj gre za specifičen obratovalni prijem.

Skupna moč vseh elektrarn, ki so priključene na RTP je 2007.53 kW.

V RTP Ilirska Bistrica 110/20 kV sta se vgradila nova transformatorja moči 31,5 MVA, ki zagotavljata zadostno rezervo moči. Konična skupna delovna moč odjema v RTP v letu 2021 je znašala 20,66 MW.

Tabela 33) Obratovalne značilnosti v RTP Ilirska Bistrica 110/20 kV.

Zazankanost merilnih mest	45,564%
Zazankane TP	25,595%
Zazankanost vodov	51,069%
Delež kablovodov	16,340%

Področje Ilirske Bistrice je podobno kot ostala področja na DE Sežana zanimivo za investitorje VE. Glede na veliko razpoložljivo moč v objektu priključitev večjih enot v RTP s svojim SN izvodi ne bo problematično. Realizacije vključevanja kljub številnim analizam za vključevanje virov ni.

V mestu Ilirska Bistrica bo potrebno urediti mešanje podeželskega in mestnega omrežja na izvodu Mesto 2, ki napaja odjem v smeri proti Šembijam. Pokablitev začetka tega izvoda je nujna zaradi priključitev VE, saj so potencialne lokacije na lokaciji Knežaka že večkrat preverjane za različne vrste RV.

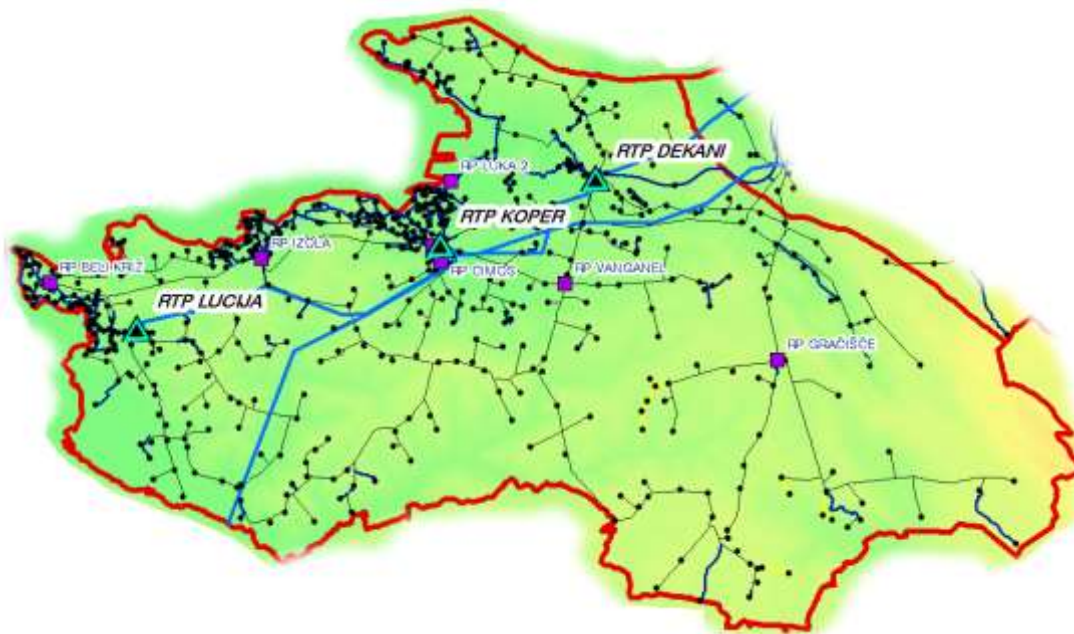
Kritična je tudi konfiguracija izvoda Mesto 1, ki ni ustrezno vzankana v mestno omrežje.

Problematičen je tudi izvod Matulji, ki je tehnično zastaran, investicije v daljnovod bi so nujne in kritične, izven okvirov klasičnega obsega vzdrževanja tudi finančno.

Na področju DE Sežana so obratovalni problemi tudi na podeželskem omrežju, ki napaja industrijo v industrijski coni Plama. Zaradi nizke kratkostične moči že prihajajo pritožbe zaradi izpada proizvodnje. Problem te industrijske cone je, da je oddaljena 11,6 km od RTP Ilirska Bistrica 110/20 kV in napajana z daljnovodom. Dodatna predvidena širitev cone bo v obratovanje vnesla dodatno občutljivost temu področju. Posledično prihaja do upadov, ki motijo proizvodnjo.

V letu 2022 se je izdelalo več študij vključevanja RV v omrežje, ki pa so bile zaradi nezadostne kapacitete omrežja zavrnjene. Večinoma gre za sončne elektrarne na objektih obratov prav na lokaciji Plame, kjer zadostna prenosna zmogljivost ni razpoložljiva.

3.1.4 Področje: Slovenska Obala in Istra (DE Koper)



Distribucijsko omrežje Obale in Istre napajajo tri 110/20kV razdelilne transformatorske postaje, ki so v izhodiščnem letu 2021 dosegle obremenitve:

RTP	S_n	Obremenitev (MW)
RTP 110/20 kV Dekani	2 x 31,5 MVA	32,93
RTP 110/20 kV Koper	2 x 31,5 + 40 MVA	53,88
RTP 110/20 kV Lucija	2 x 31,5 MVA	29,22

Tabela 34) Izhodiščne neto konične moči RTP 110/x kV DE Koper (2021)

V izhodiščnem letu je zmogljivost v vseh RTP v normalnem obratovalnem stanju ustrezna. V preteklih letih se je izkazal izrazit vpliv vremena na konične obremenitve na odjem Obale. V letu 2018 je npr. RTP Koper v času dolgotrajnega mraza dosegel največji odjem delovne moči kar 53,88 MW. Slednje že kaže na **visok delež ogrevanja s toplotnimi črpalkami na tem področju**. Velik delež toplotnih črpalk pomeni, da je potrebno biti posebej pozoren pri napovedi obremenitev tega področja.

RTP Dekani je vzankan v 110 kV dvosistemski DV med RTP Koper in Divača. RTP Koper je iz RTP Divača napajan s tremi DV (dvosistemski in enosistemski vod. V RTP Koper je vključen tudi DV iz Hrvaške (Buje). RTP Lucija se napaja iz RTP Koper po dvosistemskem 110 kV DV, en sistem obratuje na 20 kV in vzanka tudi RP Izola (osnovno napajanje). RP Izola se tako napaja po 20 kV deloma iz RTP Lucija in iz RTP Koper.

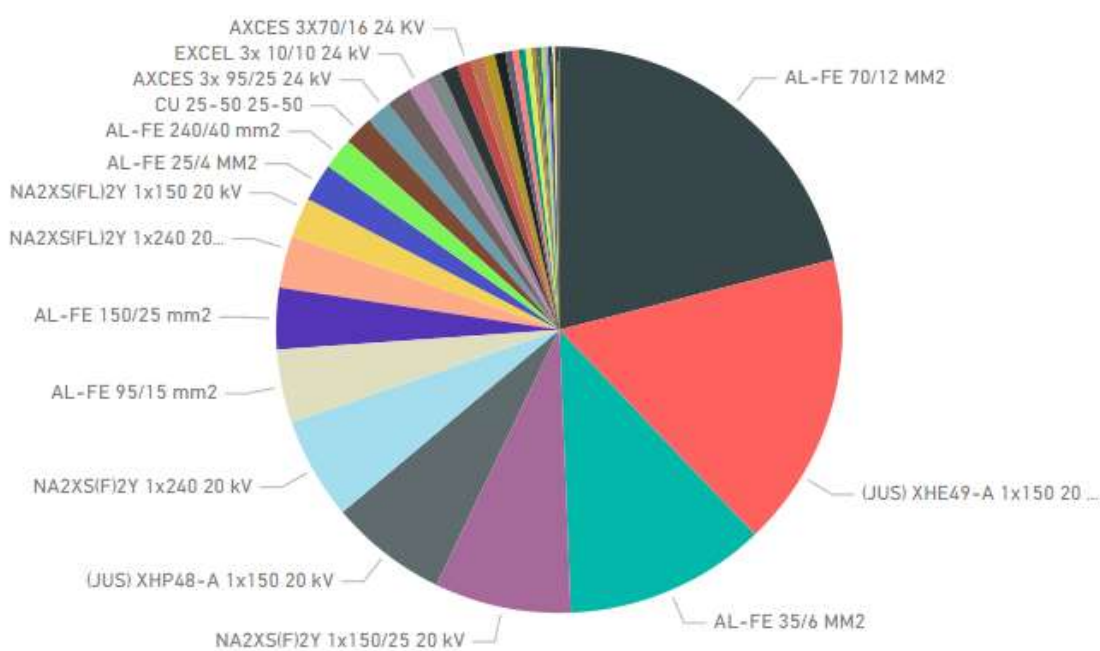
Problematična so rezervna stanja ob izpadu 110 kV voda Koper – Lucija. **Vzpostavitev rezervnega obratovalnega stanja brez velikega števila preklopov v SNO ni več možno.**

Tabela 35) Obratovalne značilnosti področja DE Koper.

Zazankanost merilnih mest	77,765%
Zazankane TP	57,627%
Zazankanost vodov	70,979%
Delež kablovodov	51,446%

Zazankanost in pokablenost področja je zelo velika, prenosorazmerna gostoti obrremenitve na področju napajanja.

Tipični vodniki vodov z deležem glede na celotno omrežje so prikazani na spodnji sliki:



Slika 37) Tipični preseki vodnikov na področju DE Koper

Še vedno prevladuje DV z vodnikom AL/FE 70/12 (94 km), sledi pa mu material XHE 49-A 1x150 (75 km).

Za to področje je značilna visoka gostota odjema v obmorskih krajih in izredna razgibanost terena (najvišja na področju EP) v zaledju na področju Slovenske Istre.

RTP Dekani 110/20 kV napaja področje Ankarana z Miljskimi hribi, na jugu območje Bertokov in Vanganela in Rižane z Gračiščem do Sočerge, na severu RTP napaja predore na avtocesti proti Kozini.

Tabela 36) Obratovalne značilnosti napajalnega področja RTP Dekani 110/20 kV.

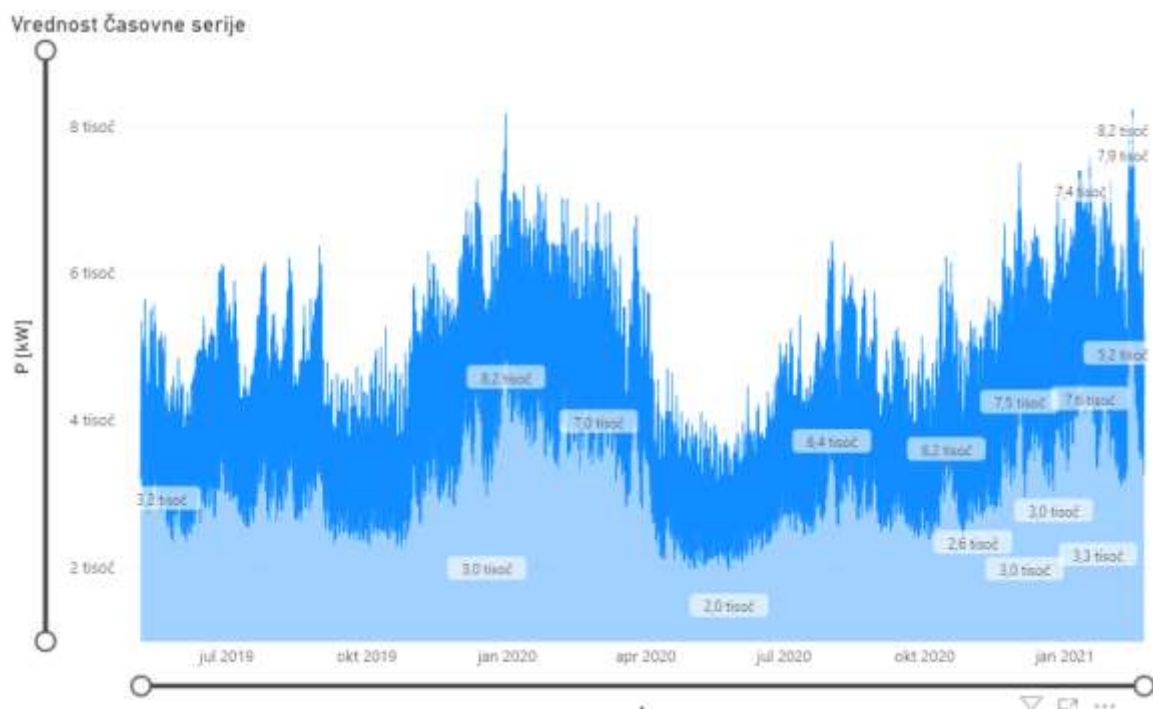
Zazankanost merilnih mest	53,164%
Zazankane TP	45,699%
Zazankanost vodov	62,952%
Delež kablovodov	43,027%

Konična moč (15 min povprečne vrednosti) RTP v letu 2021 znašajo 32,93 MW in zagotavlja napajanje 9608 merilnim mestom.

RTP ima dva transformatorja 31,5 MVA. Glede na trenutne obremenitve (**Napaka! Vira sklicevanja ni bilo mogoče najti.**) je razvojna rezerva RTP brez dodatnih nekaj manj kot 20% ob izpadu v konici RTP. Trenutno konične obremenitve še vedno nastajajo v zimskem času, zato je rezerva zadostna.

V času gradnje drugega tira se je izdalo začasna soglasja, ki bodo bistveno povečala moč v naslednjih letih vendar samo začasno do izgradnje 2 tira.

Na področju je še vedno problematičen izpad izvoda Miljski hribi ali izvoda Ankarani. Skupno z odjemom jalove moči lahko obremenitve presegajo nazivne prenosne zmogljivosti vodov področja v času koničnih obremenitev. Skupna moč presega 8 MW. Razvoj omrežja na področju je nujen, če hočemo ohraniti zmožnost napajanja v N-1 stanju, saj gre za obsežno zanko.



Slika 38) Vsota moči izvodov Ankarani in Miljski hribi iz RTP Dekani 2019->2021

Problematična je kakovost na izvodu Rižana, ki zaporedno napaja dve RP Predloka in Gračišče s skupno dolžino vseh pripadajočih izvodov 73,4 km. Na izvodu prihaja do mešanja podeželskih in mestnih odjemalcev v Dekanih.

Zaradi velike dolžine izvoda je upadov veliko kar kaže statistika iz preteklih let. Problematična je tudi selektivnost zaščite.

V omrežju glede na trenutni obseg priključevanja razpršenih virov nimamo večjih omejitev. Največje energetske omejitve za priključevanje RV so na področju Rakitovca (460 kW).

Najdaljši izvod je izvod Rižana s skupno dolžino 72,2 km, zazankanih je 39% odjemalcev ali 28% transformatorskih postaj.

RTP Koper 110/20 kV napaja področje mesta Koper, del odjema RP Izola in na severu večjega odjemalca Luko Koper d.d. Na jugu napaja podeželje v okolici Šmarja do Dragonje.

Tabela 37) Obratovalne značilnosti napajalnega področja RTP Koper 110/20 kV.

Zazankanost merilnih mest	79,902%
Zazankane TP	59,582%
Zazankanost vodov	74,237%
Delež kablovodov	53,586%

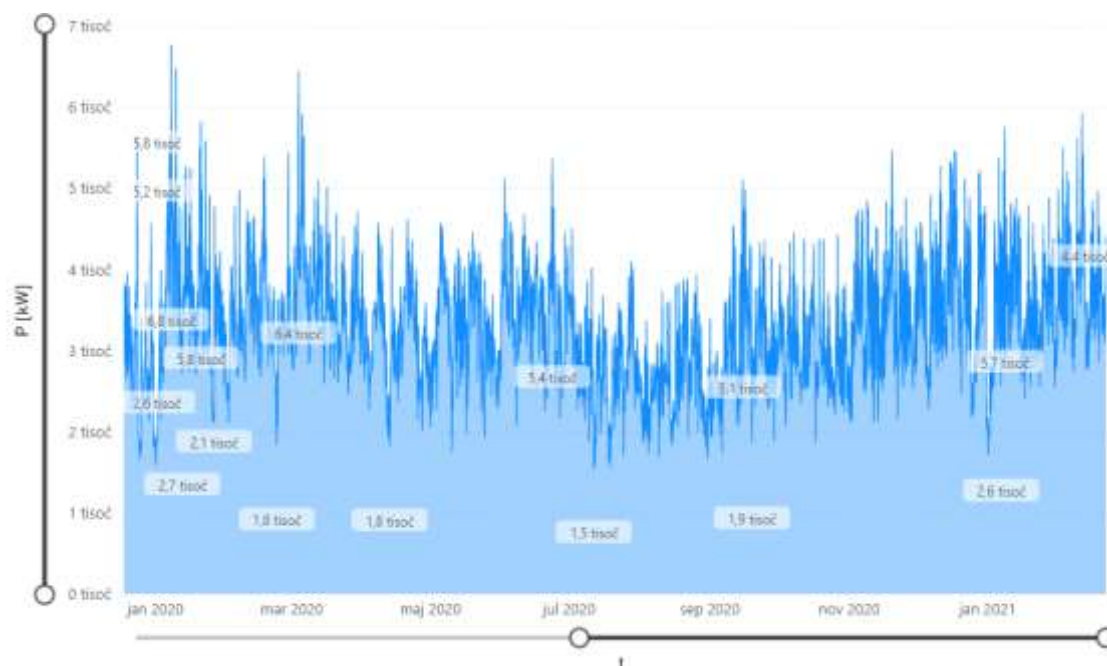
V RTP sta vgrajena dva transformatorja 31,5 MVA in en transformator nazivne moči 40 MVA.

Skupna konična obremenitev RTP znaša v letu 2021 je znašala 45,69 MW. Za obremenitve Kopa so značilna izredna nihanja koničnega letnega odjema v korelaciji s temperaturo. Transformacija je glede na trenutne konične obremenitve trenutno zadostna.

Najdaljša izvoda RTP sta izvod Šmarje 40,39 km z 1794 odjemalci in Marezige 33,67 km z 941 odjemalci.

Luka Koper d.d. predstavlja pomembnejšega odjemalca, njegova konična moč je v preteklem obdobju razvojnega načrta dosegala nekaj pod 7 MW. Dejanske konične moči so zaradi merilne metode lahko še višje, saj prikazujemo izključno delovne moči, zaradi velikih motorskih pogonov pa lahko z jalovimi močmi bistveno presega to moč.

Ohranjanje odjemalca dolgoročno je zaradi predvidene elektrifikacije privezov v Luki Koper vprašljivo, saj elektrifikacija privezov zahteva bistveno večje moči, kot smo jo zmožni iz distribucijskega omrežja zagotoviti. Slednje se upošteva tudi pri dolgoročni napovedi obremenitev EP.



Slika 39) Energetski obratovalni podatki 15 min povprečja odjema Luke Koper

RTP Lucija 110/20 kV napaja področje Piranskega polotoka, območje Portoroža vse do del odjema RP Izola in območje do Dragonje.

Tabela 38) Obratovalne značilnosti napajalnega področja RTP Lucija 110/20 kV.

Zazankanost merilnih mest	88,531%
Zazankane TP	67,045%
Zazankanost vodov	78,905%
Delež kablovodov	62,404%

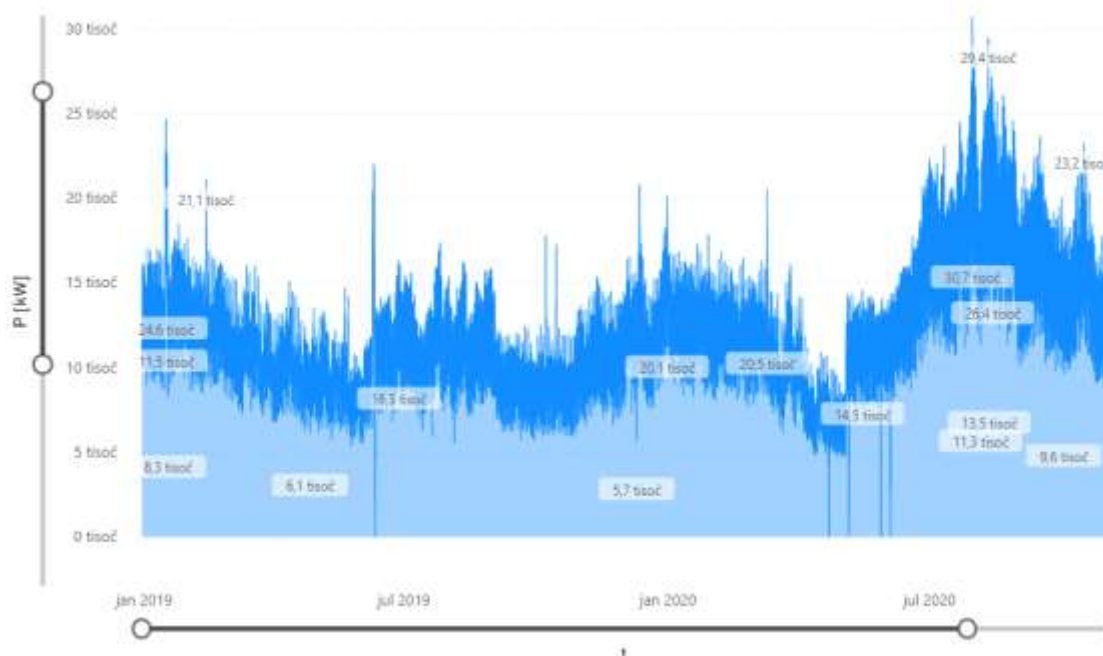
Najdaljša izvoda sta izvod Sečovlje s 23,3 km in Malija z 21,7 km skupne dolžine.

V RTP sta vgrajena dva transformatorja z nazivno močjo 31,5 MVA. Trenutne konične obremenitve v poletnem času so v preteklem obdobju dosegle 30,6 MVA. Razbremenitev objekta je v prihodnjem obdobju nujna.

Vsota konične moči razpršenih virov na področju znaša 2902.68 kW.

Energetsko je najbolj problematično napajanje področja ob izpadu 110 kV povezave Koper – Lucija. Zaradi velike razdalje med RTP Koper in Lucijo padci napetosti na Piranskem polotoku **ne ustrezajo kriterijem načrtovanja za rezervna obratovalna stanja. Za zagotovitev rezervnega napajanja je potrebno veliko število preklonov v omrežju, kjer so nekateri vodi obremenjeni do termične meje.**

Značilno za RTP je, da je poletna konična obremenitev nastane julija in je po velikosti zelo podobna zimski. Zimska dosega moči 30,9 MW, poletna pa 30,6 MW. Ob izpadu bi bilo zato potrebno Izolo napajati iz Kopra. Večino stanj v sistemu je sicer obvladljivih.



Slika 40) Energetski obratovalni podatki RTP 110/20 kV Lucija

RP Izola 20 kV v normalnem obratovalnem stanju napaja mesto Izolo področje proti Šaredu, Baredom, na vzhodu področje Strunjana, na vzhodu v smeri proti Kopra kableske TP do predora Markovec in področje Gažona v smeri proti Šmarjem, kjer je omrežje ločeno v smeri proti Kopru.

3.2 Stanje omrežja in njegovih elementov

Ključni element za obvladovanje omrežja je evidenca starosti infrastrukture in stanja infrastrukture. Podaljševanje življenjske dobe na osnovi stanja je možno in ga izvajamo vendar zakasnitve rekonstrukcij na osnovi stanja vedno pomenijo poslabšanje kakovosti napajanja.

3.2.1 Količina omrežja

Na EP se po uvedbi geografskega informacijskega sistema osnovna dokumentacija o lastnostih elementov omrežja in količinah vodi v podatkovni bazi geografskega informacijskega sistema. Z uvedbo informacijskih sistemov postajajo pregledi vedno bolj dostopni in ažurni, slednje pa pomeni, da se z lažjim pregledom podatkov urejajo tudi nekatera odstopanja, ki so bila prisotna v preteklosti glede obsega infrastrukture.

	Obseg	Enota
OBJEKTI 110 KV IN OPREMA		
Nadzemni vodi	56,9	km
Podzemni vodi	0,0	km
110 kV vodi skupaj	57	km
RTP 110kV/SN	14	št.
RP 110 kV	0	št.
Transformatorji VN/SN	31	št.
Transformatorji VN/SN	895,5	MVA
SN OBJEKTI IN OPREMA		
Nadzemni vodi	1.974	km
Podzemni vodi	657	km
SN vodi skupaj	2.632	km
RTP SN/SN	3	št.
RP	22	št.
TP	2.481	št.
Transformatorji SN/SN	6	št.
Transformatorji SN/SN	49	MVA
Transformatorji SN/NN	2.568	št.
Transformatorji SN/NN	615	MVA
NN OBJEKTI		
Nadzemni vodi	2.819	km
Podzemni vodi	1.803	km
NN vodi skupaj	4.622	km

Tabela 39) Zbirni pregled obsega elektrodistribucijske infrastrukture (stanje na dan 31.12.2021)

Na področju EP je 14 razdelilnih transformatorskih postaj s 31 VN/SN transformatorji. Skupna instalirana moč transformatorjev v naši lasti je 895,5 MVA.

Skupna dolžina SN vodov v lasti EP, je bila na presečni datum 2.632 km. Delež kabiranja SN omrežja znaša 24,97 %, kar je relativno nizka vrednost v primerjavi z ostalimi distribucijami pri nas in po svetu. Delež pokablitve večamo in s tem dosegamo boljše parametre kakovosti zanesljivosti in nižamo stroške vzdrževanja omrežja.

Na SN omrežje je priključenih 2.481 transformatorskih postaj v lasti EP.

Skupna dolžina NN omrežja je po trenutnih evidencah⁷ 4.622 km, od tega je dolžina nadzemnih vodov je 2.819 km. Delež kablanskega NNO je tako 39 %.

3.2.2 Števci električne energije

Na presečni datum 31.12.2021 je bilo v sistem vgrajenih 136.704 števecov električne energije. **Napaka! Vira sklicevanja ni bilo mogoče najti.** prikazuje delitev števecov po kategorijah.

	Statični, ki niso AMx		AMR		AMM/AMI		Indukcijski		Skupaj
	Število	Delež	Število	Delež	Število	Delež	Število	Delež	Število
< 43 kW (3×63 A)	0	0%	380	0%	121.714	91%	11.996	9%	134.090
= > 43 kW (3×63 A)	0	0%	2.187	84%	418	16%	9	0%	2.614
Skupaj	0	0	2.567	2%	122.132	89%	12.005	9%	136.704

Tabela 40) Števci pri odjemalcih (stanje 31.12.2021) (T51a)

Trenutno je pri odjemalcih vgrajenih 89 % je naprednih števecov AMM/AMI, delež AMR števecov je 2%, večinoma na račun odjema = > 43 kW (3×63 A). Statičnih števecov, ki niso AMx ni več v sistemu.

Vgradnja novih števecov je predvidena po načrtu uvedbe naprednega merilnega sistema (NMS) [15], ki temelji na uredbi o ukrepih in postopkih za uvedbo in povezljivost naprednih merilnih sistemov električne energije (Ur. l. RS št. 79/2015). Ta predvideva celovit prehod na NMS do leta 2025.

Elektro Primorska d.d. bo v celoti prešla na napredni merilni sistem do leta 2023.

Po tem letu so predvidene redne zamenjave števecov po poteku njihove življenjske dobe t.j. 16 let. Sledne bo povišalo stroške potrebne za vzdrževanje omrežja.

Tabela 41) Dinamika načrtovane vgradnje števecov 2. generacije (število) – (T51b)

do 2022	2022*	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
69.826	15.100	11.000	8.500	7.000	6.000	5.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000

Iz stališča obratovanja bi bilo nujno, da se števec preparametrizira in uvede moči po fazah, saj obstoječi števci tega ne omogočajo. Za povečanje izkoriščenosti NNO bi moral biti to prvi korak, saj je z simetriranjem omrežja možno omrežje bistveno bolj izkoristiti. V tem kontekstu lahko pričakujemo v prihodnosti potrebo po preparametriranju števecov oz. hitrejša funkcionalno zastaranje le-teh.

Ključno je, da informacije iz števecov v čim večji meri izkoristimo za učinkovito obratovanje in izkoriščanje omrežja.

⁷ Problematika ustrezne dokumentacije NNO in urejanja starih zatečenih evidenc je še vedno prisotna in bo deloma še v naslednjih letih, vendar je zaradi novega pristopa, ki temelji na GIS 3D dožinah že obvladljiva.

3.2.3 Analiza staranja omrežja

V nadaljevanju, podajamo osnovne podatke o staranju elementov distribucijskega omrežja po starostnih skupinah. Stanje je povzeto na dan 31.12.2021.

Povprečna starost vseh nadzemnih vodov je 21 let, kar predstavlja polovično življenjsko dobo. Najslabše razmere so prav pri NN vodih, kjer življenjsko dobo presega 245,2 km vodov, velik delež pa je tudi v skupinah 31-40 let, kjer je 327 km vodov⁸. **Iz slednjega sledi, da je potrebno na osnovi staranja nadzemnega omrežja potrebno nadomestiti vsaj 572, 2 km nadzemnih vodov v naslednjih 10 letih, torej bistveno več kot je bilo predvideno v prejšnjem razvojnem načrtu, če hočemo dolgoročno zdržna vlaganja na osnovi stanja sistema, oz. 460,6 km vodov nadzemnega omrežja.**

Gotovo bodo v prihodnje potrebne izdatne investicije tudi v zamenjavo nadzemnih s podzemnimi vodi že zaradi starosti. V prid temu govorijo tudi relativno nizka vlaganja v ta napetostni nivo v zadnjem obdobju.

Starost [leta] Nap. nivo [kV]	0-10	11-20	21-30	31-40	nad 40	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe	Povprečna starost
110	1,6	0,0	0,0	55,3	0,0	56,9	0,0	34,2
35	1,3	2,8	3,5	0,8	2,7	11,1	3,1	25,7
20	643,7	913,3	599,2	217,2	243,4	2.616,8	352,0	19,3
10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,4	507,4	868,2	871,0	327,0	245,2	2.818,9	490,5	21,2
Skupaj	1.154,0	1.784,3	1.473,7	600,3	491,3	5.503,6	846	20,44
Delež [%]	21,0	32,4	26,8	10,9	8,9	100	15,4	x

Tabela 42) Nadzemni vodi po starosti [km] (T 14)

Problem staranja kablanskega omrežja in neustreznega nivoja vlaganja v distribucijsko omrežje se postopoma manjša. S strateško usmeritvijo v kabliranje nadzemnega 20 kV omrežja se delež kot tudi starostna struktura izboljšuje. Tako je konec leta 2021 življenjsko dobo presegalo 7,2 km kablovodov, v obdobju med 31 – 40 let pa jih je še 62,3 km, skupno torej 69,5 km kablovodov v naslednjih 10 letih. Investicije bi morale zaradi stanja omrežja dosegati torej 7 km rekonstrukcij kablovodov letno.

Starost [leta] Nap. nivo [kV]	0-10	11-20	21-30	31-40	nad 40	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe	Povprečna starost
110	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,0	28,3
20	148,2	192,8	245,3	62,3	7,2	655,9	7,2	18,7
10	0,0	0,0	0,0	0,7	0,3	1,0	0,3	38,4

⁸ Pregled starosti NNO vodov je podobno kot dolžina podvrženo urejanju evidenc. Celovitost slednje bo bistveno težje doseči kot celovitost popisa vseh vodov.

0,4	214,6	342,6	717,6	400,3	128,0	1.803,1	128,0	24,4
Skupaj	363	535	963	463	136	2.460	136	22,86
Delež [%]	14,7	21,8	39,1	18,8	5,5	100,0	5,5	x

Tabela 43) Kablovodi po starosti [km] (T 15)

Transformatorske postaje se postopoma pomlajajo. Trenutno je 34,7% transformatorskih postaj s pretečeno življenjsko dobo. Največ transformatorskih postaj, ki presega življenjsko dobo je zidanih stolpnih transformatorskih postaj. Te transformatorske postaje nadomeščamo ali pa v nekaterih primerih nadomestimo napajanje iz sosednjih TP, če energetika to dovoljuje. Še vedno imamo največ transformatorskih postaj na betonskem drogu in Fe in Al drogu, kar je skladno s strukturo in deleži nadzemnega in podzemnega omrežja. Še najmlajše so kabselske zidane transformatorske postaje, kjer je delež mlajših največji. Slednje sovпада s trendom kabliranja nadzemnega omrežja.

Starost [leta] Tip TP	0-10	11-20	21-30	31-40	nad 40	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe	Povprečna starost
Zidane stolpne	0	0	0	0	177	177	177	45,00
Na bet. drogu	134	249	258	150	46	837	121	21,71
Na Fe in Al drogu	0	0	34	315	322	671	322	39,29
Na les. Drogu	4	12	2	0	0	18	0	13,89
Kabel. v stavbi	12	7	9	17	25	70	34	30,14
Kabel. Mot. Bet.	196	89	56	127	63	531	127	20,71
Kabel.mont.ploč.	53	17	0	2	2	74	3	9,19
Kabel. Zidana	3	3	2	31	61	100	77	39,40
Ostale	0	0	1	2	0	3	1	31,67
Skupaj	402	377	362	644	696	2.481	861	28,45
Delež [%]	16,2	15,2	14,6	26,0	28,1	100,0	34,7	x

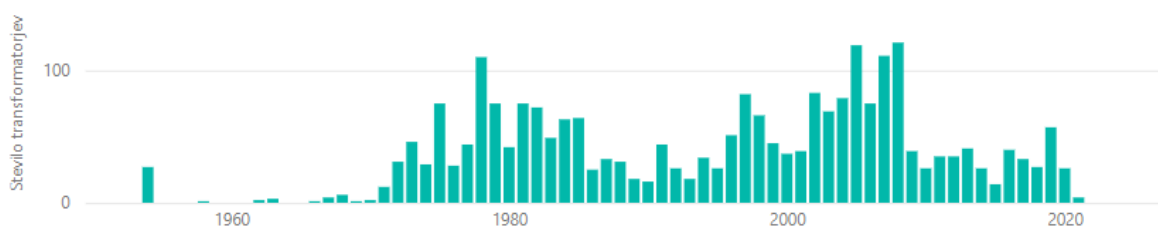
Tabela 44) Transformatorske postaje SN/0,4 kV po starosti [kom] (T16)

Prenizka vlaganja v zamenjavo transformatorjev s pretečeno življenjsko dobo se je v preteklem obdobju razvojnega načrta izrazila v relativno visokem deležu odpovedi. Kritični so bili predvsem transformatorji 110/20 kV, kjer je prišlo do nenadne odpovedi transformatorja v Plavah in Idriji v 2018, kar je vplivalo na kakovost napajanja.

Transformatorjev 10/0,4 kV trenutno v distribucijskem omrežju nimamo več ostajajo pa še nekateri, ki imajo neustrezno prestavno razmerje in so posledično v nasičenju, kar povzroča višje izgube. Slednje bi bilo smiselno postopoma zamenjati.

SN/NN transformatorji so imeli v preteklem obdobju naslednji obseg letnega vlaganja:

Število TR v posameznem letu



Slika 43) Letne vgradnje transformatorje SN/NN.

Starost [leta] TR	0-10	11-20	21-30	31-40	nad 40	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe	Povprečna starost
110/x kV	11	10	5	2	3	31	4	17,26
35/x kV	2	0	0	0	4	6	4	31,67
20/0,4 kV	307	380	430	140	8	1.265	148	18,38
10-20/0,4 kV	313	387	426	143	21	1.290	164	18,58
10/0,4 kV	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Skupaj	633	777	861	285	36	2.592	320	18,50
Delež [%]	24,4	30,0	33,2	11,0	1,4	100,0	12,35	x

Tabela 45) Transformatorji po starosti [kom] (T17)

Starost [leta] Napetost [kV]	0-10	11-20	21-30	31-40	nad 40	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe	Povprečna starost
110	6	9	11	4		30	4,0	19,33
SN	196	247	232	98		773	98,0	18,00
Skupaj	202	256	243	102	0	803	102	18,05
Delež [%]	25,2	31,9	30,3	12,7	0,0	100,0	12,7	x

Tabela 46) Odklopniki po starosti [kom] (T18)

Starost [leta] Napetost [kV]	0-10	11-20	21-30	31-40	nad 40	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe	Povprečna starost
110	12	18	21	7	0	58	7	18,97
SN	1.196	1.512	1.418	600	0	4.726	600	18,01
Skupaj	1.208	1.530	1.439	607	0	4.784	607	18,02
Delež [%]	25,3	32,0	30,1	12,7	0,0	100,0	12,7	x

Tabela 47) Odklopni ločilniki in ločilniki po starosti [kom] (T19)

Starost [leta] Napetost [kV]	0-10	11-20	21-30	31-40	nad 40	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe	Povprečna starost
110	0	0	9	18	0	27	18	31,67
SN	533	674	632	267	0	2.106	267	18,01
Skupaj	533	674	641	285	0	2.133	285	18,18
Delež [%]	25,0	31,6	30,1	13,4	0,0	100,0	13,4	x

Tabela 48) Tokovni merilni transformatorji po starosti [kom] (T20)

Starost [leta] Napetost [kV]	0-10	11-20	21-30	31-40	nad 40	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe	Povprečna starost
110	0	0	6	9	0	15	9	31,00
SN	74	94	88	37	0	293	37	18,00
Skupaj	74	94	94	46	0	308	46	18,64
Delež [%]	24,0	30,5	30,5	14,9	0,0	100,0	14,9	x

Tabela 49) Napetostni merilni transformatorji po starosti [kom] (T21)

Starost [leta] Napetost [kV]	0-10	11-20	21-30	31-40	nad 40	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe	Povprečna starost
110	12	36	15	0	0	63	0	15,48
Delež [%]	19,0	57,1	23,8	0,0	0,0	100,0	0,0	x

Tabela 50) Odvodniki prenapetosti po starosti [kom] (T23)

Starost [leta] Napetost [kV]	0-10	11-20	21-30	31-40	nad 40	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe	Povprečna starost
110	27	40	39	16	6	128	22	19,84
SN	214	271	212	108	42	847	150	19,01
Skupaj	241	311	251	124	48	975	172	19,12
Delež [%]	24,7	31,9	25,7	12,7	4,9	100,0	17,6	x

Tabela 51) Kombinirani merilni transformatorji po starosti [kom] (T22)

Starost [leta] Napetost [kV]	0-10	11-20	21-30	31-40	nad 40	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe	Povprečna starost
AKU BAT	43	18	6	0	0	67	15	9,4776119
Usmernik	38	19	3	0	0	60	13	9,1666667
Razsmernik	13	9	0	0	0	22	5	9,0909091
UPS	3	4	0	0	0	7	2	10,714286
Skupaj	97	50	9	0	0	156	34	9,3589744
Delež [%]	62,2	32,1	5,8	0,0	0,0	100,0	21,8	x

Tabela 52) Lastna poraba po starosti [kom] (T24)

Starost-generacija zaščite	3. gen. zaščite (numerika)	2. gen. zaščite (elektronika)	1. gen. zaščite (el. meh.)	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe
Zaščita DV 110 kV				0	
Zaščita TR 110/SN kV	98	44	0	142	87
Zaščita SN	557	1	60	618	131
Skupaj	655	45	60	760	218
Delež [%]	86,2	5,9	7,9	100,0	28,7

Tabela 53) Ostala oprema v RTP in RP [kom]

Eden večjih problemov, ki izhaja iz stanja omrežja, je zastarela sekundarna in ponekod tudi primarna oprema po objektih.

Stanje se je v zadnjem času izboljšuje, saj smo pospešili rekonstrukcijo po objektih in urejamo cikle vlaganj. Še vedno ostaja problem vlaganj in dinamike vlaganj glede na starost primarne opreme objektov.

Z ustreznim monitoringom na osnovi napredne analitike in umetne inteligence lahko podaljšamo čas zamenjave nekaterih elementov v življenjski dobi in ciljno usmerjamo investicije na osnovi stanja in vplivnih spremenljivk na vod. Napredni sistemi za vodenje osnovnih sredstev pa temeljijo v osnovi na temeljitem popisu življenjske dobe osnovnih sredstev, ki jih s spremenljivkami stanja elementov nadgrajujemo in tako odkrivamo kritične elemente. Tovrstni pristop omogoča podaljšanje življenjske dobe določenim elementom omrežja, vendar brez vlaganja v temeljite rekonstrukcije tudi na ta način ni možno bistveno podaljševati življenjske dobe sredstev.

Sistema za spremljanje ni, saj je za vpeljavo le-tega potrebna večletna zgodovina podatkov in ustrezni popisi omrežja.

3.3 Analiza delovanja omrežja in statistika dogodkov za minulo obdobje

(Izdelal: Uroš Golob)

Poročanje o prekinitev po napajalnih območjih RTP in RP se je začelo z letom 2008. Podatki izhajajo iz statistike dogodkov v elektroenergetskem omrežju EP, ki zajema vse dogodke na VN in SN omrežju, ki imajo za posledico prekinitev oskrbe odjemalcev s trajanjem več kot treh minut.

Vrsta prekinitev napajanja	Število	Trajanje (h)	SAIFI (izp./odj.)	SAIDI(h/odj.)
Nenačrtovani – izpadi	782	3749	1,71	1,01
Načrtovani – odklopi	1427	3310	0,98	2,21
Skupaj	2209	7058	2,69	3,22

Tabela 54) Prekinitev napajanja odjemalcev v letu 2021

Vrsta prekinitev napajanja	Število	Trajanje (h)	SAIFI (izp./odj.)	SAIDI(h/odj.)
Nenačrtovani – izpadi	810	2732	1,76	1,27
Načrtovani – odklopi	1238	3044	0,84	1,94
Skupaj	2048	5776	2,60	3,21

Tabela 55) Prekinitev napajanja odjemalcev v letu 2020

Pri analizah zgoraj navedenih podatkov je potrebno upoštevati naslednje značilnosti obratovanja distribucijskega omrežja in druge vplivne faktorje:

- indirektna ozemljitev nevtralnih točk SN omrežja (upor 80 Ω / 150 A),
- radialno obratovanje TP SN/NN in 61% možnost rezervnega napajanja (zankasto napajanje),
- povprečna gostota udarov strel za naše območje znaša 1,77 udarov/km²/leto (nadpovprečna gostota udarov strel, ki za celinski del Evrope znaša okoli 1 udar/km²/leto).

V letu 2020 smo zabeležili en dogodek z večjim obsegom (večje število izpadlih odjemalcev) zaradi višje sile in tujih vzrokov. V letu 2021 ne beležimo tovrstnih dogodkov.

Dne 8.12. so se začele pojavljati močne nevihte z močno burjo in obilnim sneženjem. Nevihte so trajale do 11.12.2020. Prizadeto je bilo širše območje Elektra Primorske, kar pomeni, da je bila tudi motena dobava električne energije kar obširna. Prizadeta so bila sledeča območja: V celoti Goriško območje, v celoti Tolminsko območje in majhen del Sežanskega območja. Moteno dobavo električne energije je občutilo približno 47.000 odjemalcev.



Območje napajanja RTP 110/SN, RTP SN/SN, RP	2020				2021			
	Število vseh prekinitev	Število načrtovanih prekinitev	Število nenačrtovanih dolograjnih prekinitev	Število nenačrtovanih kratkotrajnih prekinitev	Število vseh prekinitev	Število načrtovanih prekinitev	Število nenačrtovanih dolograjnih prekinitev	Število nenačrtovanih kratkotrajnih prekinitev
RP BELI KRIŽ	11	3	4	4	10	8	1	1
RP BILJE 1	13	0	10	3	19	14	1	4
RP BOVEC	56	11	25	20	51	17	19	15
RP CERKNO	64	27	14	23	109	44	16	49
RP ČRNI VRH	99	13	26	60	115	24	26	65
RP DOBLAR	41	16	3	22	23	2	11	10
RP DOBROVO	21	9	2	10	35	19	7	9
RP GRACIŠČE	26	8	2	16	25	7	6	12
RP GRADIŠČE	36	16	4	16	31	12	2	17
RP GRGAR	124	24	22	78	113	37	20	56
RP HUBELJ	39	15	12	12	24	8	2	14
RP IDRIJA	56	26	19	11	92	47	18	27
RP IZOLA	69	31	22	16	57	35	8	14
RP KANAL	48	10	19	19	67	20	21	26
RP KOMEN	40	9	5	26	47	22	4	21
RP LEDINE	1	1	0	0	3	0	3	0
RP PORTOROŽ 1	2	0	2	0	0	0	0	0
RP PREDLOKA	13	2	3	8	22	13	3	6
RP RAZDRTO	29	12	7	10	22	5	8	9
RP ROŽNA D.	8	5	2	1	2	1	0	1
RP SELA	12	3	0	9	9	4	2	3
RP TREBUŠA	108	47	23	38	97	39	24	34
RP VANGANEL	40	13	3	24	73	25	11	37
RP VIPAVA	33	14	6	13	52	22	8	22
RTP AJDOVŠČINA	113	57	25	31	124	61	17	46
RTP CERKNO	18	2	5	11	28	16	5	7
RTP DEKANI	75	45	11	19	72	31	14	27
RTP GORICA	100	33	13	54	81	44	15	22
RTP HRPELJE	209	139	14	56	186	139	11	36

Območje napajanja RTP 110/SN, RTP SN/SN, RP	2020				2021			
	Število vseh prekinitev	Število načrtovanih prekinitev	Število nenačrtovanih dolograjnih prekinitev	Število nenačrtovanih kratkotrajnih prekinitev	Število vseh prekinitev	Število načrtovanih prekinitev	Število nenačrtovanih dolograjnih prekinitev	Število nenačrtovanih kratkotrajnih prekinitev
RTP IDRIJA	46	28	6	12	53	30	9	14
RTP IL.BISTR.	153	90	18	45	145	80	18	47
RTP KOBARID	92	45	26	21	93	41	31	21
RTP KOPER	76	49	13	14	118	67	16	35
RTP LUCIJA	92	60	8	24	82	47	12	23
RTP PIVKA	165	71	19	75	110	69	15	26
RTP PLAVE	56	23	8	25	70	31	16	23
RTP POSTOJNA	137	62	15	60	158	82	22	54
RTP POSTOJNA10	2	2	0	0	9	4	4	1
RTP SEŽANA	146	93	13	40	180	103	32	45
RTP TOLMIN	180	64	37	79	174	97	31	46
RTP VRTOJBA	70	32	11	27	52	27	6	19
Skupaj	2.719	1.210	477	1.032	2.833	1.394	495	944

Tabela 56) Prekinitve po napajalnih območjih RTP v obdobju od leta 2020 do 2021 (T28).

Poročanje kratkotrajnih prekinitev (MAIFI) se je pričelo v letu 2012. Trajanje kratkotrajnih prekinitev je omejeno na trajanje do treh minut (vključno s tremi minutami). Podatki izhajajo iz statistike dogodkov v elektroenergetskem omrežju EP, ki zajema vse dogodke na VN in SN omrežju, ti imajo za posledico prekinitev oskrbe odjemalcev s trajanjem treh minut ali manj.

Območje napajanja RTP 110/SN, RTP SN/SN, RP	2020				2021			
	Število vseh nenačrtovanih prekinitev	Višja sila	Tuji vzrok	Lastni vzrok	Število vseh nenačrtovanih prekinitev	Višja sila	Tuji vzrok	Lastni vzrok
RP BELI KRIŽ	4	1	1	2	1	0	0	1
RP BILJE 1	10	0	0	10	1	0	0	1
RP BOVEC	25	10	0	15	19	1	2	16
RP CERKNO	14	1	0	13	16	1	0	14
RP ČRNI VRH	26	9	0	17	26	3	0	23
RP DOBLAR	3	0	0	3	11	2	1	8
RP DOBROVO	2	0	1	1	7	0	1	6
RP GRAČIŠČE	2	0	0	2	6	0	0	6
RP GRADIŠČE	4	1	0	3	2	0	0	2
RP GRGAR	22	7	0	15	20	1	0	19
RP HUBELJ	12	1	0	11	2	0	0	2
RP IDRIJA	19	2	1	16	18	2	0	16
RP IZOLA	22	0	2	20	8	0	1	7
RP KANAL	19	8	1	10	21	0	2	19
RP KOMEN	5	1	0	4	4	0	1	3
RP LEDINE	0	0	0	0	3	0	0	3
RP PORTOROŽ 1	2	0	0	2	0	0	0	0
RP PREDLOKA	3	0	0	3	3	0	0	3
RP RAZDRTO	7	0	3	4	8	0	0	8
RP ROŽNA D.	2	0	0	2	0	0	0	0
RP SELA	0	0	0	0	2	0	0	2
RP TREBUŠA	23	6	0	17	24	5	2	18
RP VANGANEL	3	0	0	3	11	0	0	11
RP VIPAVA	6	1	1	4	8	0	1	7
RTP AJDOVŠČINA	25	1	1	23	17	0	1	16
RTP CERKNO	5	0	0	5	5	1	0	4
RTP DEKANI	11	1	0	10	14	0	1	13
RTP GORICA	13	1	0	12	15	0	2	13

Območje napajanja RTP 110/SN, RTP SN/SN, RP	2020				2021			
	Število vseh nenačrtovanih prekinitev	Višja sila	Tuji vzrok	Lastni vzrok	Število vseh nenačrtovanih prekinitev	Višja sila	Tuji vzrok	Lastni vzrok
RTP HRPELJE	14	0	1	13	11	0	0	11
RTP IDRIJA	6	0	0	6	9	1	0	8
RTP IL.BISTR.	18	5	0	13	18	0	3	15
RTP KOBARID	26	9	1	16	31	7	4	20
RTP KOPER	13	0	1	12	16	0	0	16
RTP LUCIJA	8	0	1	7	12	0	0	12
RTP PIVKA	19	2	1	16	15	0	0	15
RTP PLAVE	8	0	1	7	16	2	0	14
RTP POSTOJNA	15	0	2	13	22	0	0	22
RTP POSTOJNA10	0	0	0	0	4	0	0	4
RTP SEŽANA	13	0	0	13	32	0	1	31
RTP TOLMIN	37	12	0	25	31	6	8	17
RTP VRTOJBA	11	0	0	11	6	0	0	6
Skupaj	477	79	19	379	495	32	31	432

Tabela 57) Prekinitve po vzroku nastanka po napajalnih območjih RTP za obdobje 2020 do 2021 (T29)

3.4 Kakovost obratovanja omrežja ter oskrbe odjemalcev

3.4.1 Neprekinjenost

Poročanje o kazalcih zanesljivosti (SAIDI in SAIFI) po posameznih napajalnih območjih RTP/RP, se je začelo z letom 2008.

Konec leta 2021 je na napajalnem področju Elektra Primorska :

- skupno število odjemalcev na oskrbovalnem območju 136.403;
- skupna dolžina VN in SN omrežja 2.685 km .

Območje napajanja RTP 110/SN, RTP SN/SN, RP	Načrtovane prekinitev		Nenačrtovane prekinitev		Prekinitev skupaj	
	SAIFI [prekinitev/odje malca]	SAIDI [min/odjemalc a]	SAIFI [prekinitev/odje malca]	SAIDI [min/odjemalc a]	SAIFI [prekinitev/odje malca]	SAIDI [min/odjemalc a]
RP BELI KRIŽ	0,039	6,839	0,002	0,078	0,041	6,917
RP BILJE 1	0,016	1,637	0,005	0,161	0,021	1,798
RP BOVEC	0,110	21,873	0,443	41,833	0,553	63,706
RP CERKNO	0,094	13,125	0,111	6,203	0,205	19,328
RP ČRNI VRH	0,052	11,684	0,140	3,657	0,192	15,341
RP DOBLAR	0,001	0,039	0,003	0,382	0,004	0,421
RP DOBROVO	0,088	7,702	0,030	1,391	0,118	9,093
RP GRAČIŠČE	0,020	3,663	0,070	3,043	0,090	6,706
RP GRADIŠČE	0,039	1,479	0,007	0,438	0,046	1,917
RP GRGAR	0,038	5,409	0,086	4,673	0,124	10,082
RP HUBELJ	0,019	3,432	0,025	1,011	0,044	4,443
RP IDRIJA	0,027	3,619	0,049	1,854	0,076	5,473
RP IZOLA	0,313	39,805	0,369	14,858	0,682	54,663
RP KANAL	0,047	5,741	0,205	12,756	0,252	18,497
RP KOMEN	0,126	10,810	0,018	0,289	0,144	11,099
RP LEDINE	0,000	0,000	0,032	0,534	0,032	0,534
RP PORTOROŽ 1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
RP PREDLOKA	0,008	2,364	0,025	0,481	0,033	2,845
RP RAZDRTO	0,004	0,176	0,016	0,257	0,020	0,433
RP ROŽNA D.	0,002	0,031	0,000	0,000	0,002	0,031
RP SELA	0,001	0,057	0,003	0,099	0,004	0,156
RP TREBUŠA	0,041	6,213	0,126	8,061	0,167	14,274
RP VANGANEL	0,072	18,217	0,072	2,882	0,144	21,099
RP VIPAVA	0,053	8,893	0,061	1,585	0,114	10,478
RTP AJDOVŠČINA	0,807	77,797	0,994	49,131	1,801	126,928
RTP CERKNO	0,016	2,178	0,019	0,436	0,035	2,614

Območje napajanja RTP 110/SN, RTP SN/SN, RP	Načrtovane prekinitev		Nenačrtovane prekinitev		Prekinitev skupaj	
	SAIFI [prekinitev/odje malca]	SAIDI [min/odjemalc a]	SAIFI [prekinitev/odje malca]	SAIDI [min/odjemalc a]	SAIFI [prekinitev/odje malca]	SAIDI [min/odjemalc a]
RTP DEKANI	0,324	41,829	1,010	57,145	1,334	98,974
RTP GORICA	1,351	104,703	0,700	147,678	2,051	252,381
RTP HRPELJE	0,284	37,035	0,041	1,764	0,325	38,799
RTP IDRIJA	0,479	48,109	0,253	13,692	0,732	61,801
RTP IL.BISTR.	0,410	53,856	0,324	25,993	0,734	79,849
RTP KOBARID	0,223	27,038	0,565	28,493	0,788	55,531
RTP KOPER	1,407	213,377	0,714	34,621	2,121	247,998
RTP LUCIJA	0,126	20,703	0,899	23,664	1,025	44,367
RTP PIVKA	0,178	22,674	0,209	16,554	0,387	39,228
RTP PLAVE	0,060	10,532	0,197	22,556	0,257	33,088
RTP POSTOJNA	0,347	39,988	1,870	28,632	2,217	68,620
RTP POSTOJNA10	0,006	1,284	0,014	0,141	0,020	1,425
RTP SEŽANA	0,659	62,135	1,071	34,470	1,730	96,605
RTP TOLMIN	0,455	62,479	0,701	34,247	1,156	96,726
RTP VRTOJBA	0,162	19,887	0,206	3,678	0,368	23,565

Tabela 58) Neprekinjenost napajanja za področje Elektro Primorske (T30).

3.4.2 Kakovost napetosti

(Izdelal: Matej Doplihar, Gregor Skrt)

Med ukrepe za povečanje kakovosti napetosti in s tem zmanjšanje motenj spada tudi reševanje slabih napetostnih razmer. V Elektro Primorski stalno spremljamo te podatke, ki jih objavljamo letnih elaboratih.

Kriterij ustreznosti kakovosti napetosti odjemalcev temelji na standardu SIST EN 50160, ki podaja nivoje kakovosti oskrbe. Skladno s tem se pripravljajo poročila, ki nam podajajo vpogled v trende spreminjanja kakovosti skozi čas.

Začetek leta 2020 smo se prav v okviru procesa razvoja omrežja in lažje prepoznavne stanja odločili, da se celovito pregleda kakovost napetosti s procesiranjem podatkov napetosti iz števec AMI pri odjemalcih s podatkovno analitiko, saj relativno velik vzorec omogoča prepoznavo trendov kakovosti napetosti in ciljne usmeritve ojačitev omrežja.

Celovit vpogled v stanje kakovosti nam poda možnost prioretizacije investicij NNO v skladu z doseženo kakovostjo. Slednje še posebej pomembno v času, ko se pričakuje hitre priraste obremenitev. Za razvoj bo ključna prepoznavna dolgoročnih trendov, saj bodo te narekovale tudi nivo investiranja. Poleg teh orodij bo za doseg dologoročno zdržnega nivoja kakovosti napetosti potrebno uvesti tudi orodja, kjer se bo z orodji za izračun bodočih stanj načrtovalo kakovost tako, da do presega mejnih vrednosti sploh ne bo prihajalo ampak bodo v razvojnih mejah.

Reševanje slabih napetostnih razmer temelji na tehničnih in tehnoloških izboljšavah distribucijskega omrežja. To so: ustrezni materiali vodnikov in njihovi preseki, izgradnja novih ali izboljšava obstoječe transformacije SN/NN, razvoj SN mreže na tista področja, ki se trenutno oskrbujejo z električno energijo izključno iz omrežja NN.

V zadnjem času poleg klasičnih ojačitev poskušamo z ekonomsko utemeljitvijo uvesti tudi nove elemente, ki temeljijo na aktivnih elementih omrežja (regulacijski transformator, uporaba fleksibilnosti, namenski hranilniki električne energije..)

Eden izmed redkih prijemov, ki se uporablja za izboljšanje napetosti je linijski regulator napetosti, ki se je v preteklosti že uporabljal in se je izkazal za učinkovito rešitev. V kombinaciji z regulacijskim transformatorjem bo lahko ponudil ustrezno rešitev za tiste primere, kjer bi se kakovost napetosti poslabšala prostorskih zmožnosti za ojačitev omrežja pa ni.

3.4.3 Pokazatelji stanja kakovosti električne napetosti

Indeks stanja pove, kolikšen delež meritev v opazovanem letu je bil skladen z zahtevami standarda SIST EN 50160.

Indeks stanja kakovosti napetosti

$$I_{KEE-VN} = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^n \text{število neskladnih tednov}}{\sum_{i=1}^n \text{število tednov pod nadzorom}} \right) \cdot 100 (\%) = 98,57 \%$$

$$I_{KEE-SN} = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^n \text{število neskladnih tednov}}{\sum_{i=1}^n \text{število tednov pod nadzorom}} \right) \cdot 100 (\%) = 94,93 \%$$

Indeks stanja kakovosti napetosti se je v letu 2021 v primerjavi z letom 2020 izboljšal za VN omrežje iz 97,25 % v letu 2020 na 98,57 % v letu 2021, za SN omrežje pa se je poslabšal iz 96,09 % v letu 2020 na 94,93 % v letu 2021. V letu 2020 smo zabeležili 119 neskladnih meritev v 31-ih merilnih točkah, v letu 2021 pa smo zaznali 155 neskladnih meritev v 57-ih merilnih točkah. Te meritve so izključno tiste, za katere se je izvedlo meritve z merilnikom KEE.

Indeks stanja velikosti napajalne napetosti

$$I_{U-VN} = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^n \text{število neskladnih tednov velikosti napajalne napetosti}}{\sum_{i=1}^n \text{število tednov pod nadzorom}} \right) \cdot 100 (\%) = 100 \%$$

$$I_{U-SN} = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^n \text{število neskladnih tednov velikosti napajalne napetosti}}{\sum_{i=1}^n \text{število tednov pod nadzorom}} \right) \cdot 100 (\%) = 99,83 \%$$

Indeks stanja velikosti napajalne napetosti se v letu 2021 v primerjavi z letom 2020 izboljšal za VN omrežje, iz 99,42% v letu 2020 na 100% v letu 2021, za SN omrežje pa iz 99,45% v letu 2020 na 99,83% v letu 2021. V letu 2020 smo zabeležili 18 neskladni meritev v 14 merilnih točkah, v letu 2021 pa smo zaznali 5 neskladnih meritev v 5 merilnih točkah.

Indeks stanja harmonskih napetosti

$$I_{H-VN} = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^n \text{število neskladnih tednov harmonskih napetosti}}{\sum_{i=1}^n \text{število tednov pod nadzorom}} \right) \cdot 100 (\%) = 100 \%$$

$$I_{H-SN} = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^n \text{število neskladnih tednov harmonskih napetosti}}{\sum_{i=1}^n \text{število tednov pod nadzorom}} \right) \cdot 100 (\%) = 99,97 \%$$

Indeks stanja harmonskih napetosti je v letu 2021 v primerjavi z letom 2020, za VN ostal nespremenjen, za SN omrežje pa se je poslabšal iz 100% v letu 2020 na 99,97% v letu 2021. V letu 2020 nismo zabeležili neskladnih meritev, v letu 2021 pa smo zaznali 1 neskladno meritev v 1 merilni točki.

Indeks stanja flikerja

$$I_{Plt-VN} = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^n \text{število neskladnih tednov flikerja}}{\sum_{i=1}^n \text{število tednov pod nadzorom}} \right) \cdot 100 (\%) = 98,57 \%$$

$$I_{Plt-SN} = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^n \text{število neskladnih tednov flikerja}}{\sum_{i=1}^n \text{število tednov pod nadzorom}} \right) \cdot 100 (\%) = 95,13 \%$$

Indeks stanja flikerja se je v letu 2021 v primerjavi z letom 2020 izboljšal za VN omrežje iz 97,83% na 98,57%, za SN pa poslabšal iz 96,75% v letu 2020 na 95,13% v letu 2021. V letu 2020 smo zabeležili 98 neskladnih meritev v 31 merilnih točkah, v letu 2021 pa smo zaznali 150 neskladnih meritev v 57 merilnih točkah.

3.4.4 Stalni monitoring

V tem poglavju je zajet lokacijski pregled ugotovljenih neskladnosti kakovosti električne energije (v nadaljevanju KEE) glede na zahteve standarda SIST EN 50160. Uporabljena merilna metoda, s pomočjo katere so pridobljeni posamezni parametri kakovosti električne energije, ustreza zahtevam standarda SIST EN 61000-4-30. Odstopanja so prikazana na nivoju elektroenergetskih objektov Elektro Primorske (RTP 110/SN, RP).

Podatki so pridobljeni s pomočjo sistema stalnega nadzora kakovosti električne energije. Meritve so bile opravljene v časovnem obdobju od 01.01.2021 do 31.12.2021. Časovno obdobje zajema 51 merilno zaključenih tednov.

Ocena potrebnih investicij za reševanje konkretnih problemov bo temeljila na podlagi izdelanih investicijskih programov za investicije na posameznih lokacijah. Obstoječa odstopanja KEE se rešujejo s tehničnimi rešitvami, ki so potrebne zaradi porasta električne energije in obremenitev skladno s kriteriji načrtovanja omrežja EP.

S 71 regulatorji KEE v navedenih 32 objektih pridobivamo podatke o kakovosti napetosti iz 14 merilnih točk na visokonapetostnem omrežju, iz ene srednje napetostne merilne točke, katera meji na sosednje omrežje in iz 56 merilnih točk na srednje napetostnem omrežju, ki predstavljajo glavne napajalne točke v našem distribucijskem omrežju.

V tabelah 40 in 41 so prikazani podatki o skladnosti parametrov kakovosti napetosti s standardom SIST EN 50160 po posameznih objektih oz. točkah omrežja v letu 2021, kjer je bilo vzpostavljeno stalno spremljanje kakovosti napetosti. Navedeno je tudi število tednov v katerih so zabeleženi verodostojni podatki o kakovosti napetosti (v nadaljevanju podatki).



Objekt RTP 110/X, RP 110 kV	Število tednov pod nadzorom	Odstopanje Uef	Harmoniki	Fliker	Neravnotežje	Signalne napetosti	Frekvenca	Število upadov	Število prenapetosti	Skladnost KEE		Nezanesljivi podatki ali brez podatkov
		Št. neskladnih tednov								Št. skladnih tednov	Št. neskladnih tednov	
Tolmin 110 TR1	50	0	0	1	0	0	0	38	0	49	1	1
Idrija 110 TR1	51	0	0	1	0	0	0	8	1	50	1	0
Vrtojba 110 TR1	48	0	0	0	0	0	0	4	2	48	0	3
Ajdovscina 110 TR1	48	0	0	0	0	0	0	7	2	48	0	3
Sezana 110 TRA	51	0	0	0	0	0	0	1	0	51	0	0
Postojna 110 TR1	47	0	0	1	0	0	0	28	5	46	1	4
Pivka 110 TR1	47	0	0	1	0	0	0	14	4	46	1	4
Ilirska Bistrica 110 TR1	51	0	0	1	0	0	0	70	0	50	1	0
Dekani 110 TR1	50	0	0	1	0	0	0	57	3	49	1	1
Gorica 110 TR1	51	0	0	0	0	0	0	1	0	51	0	0
Koper 110 TR1	51	0	0	1	0	0	0	6	1	50	1	0
Cerkno 110 TR1	50	0	0	1	0	0	0	1	0	49	1	1
Plave 110 TR1	51	0	0	1	0	0	0	35	1	50	1	0
Lucija 110 TR1	51	0	0	1	0	0	0	25	0	50	1	0

Tabela 59) Skladnost parametrov kakovosti napetosti s standardom SIST EN 50160 v letu 2021 (VN napetostni nivo) - trajni monitoring (T31)



Objekt RTP 110/X, RTP SN/SN kV	Število tednov pod nadzorom	Odstopanje Uef	Harmoniki	Fliker	Neravnotežje	Signalne napetosti	Frekvenca	Število upadov	Število prenapetosti	Skladnost KEE		Nezanesljivi podatki ali brez podatkov
		Št. neskladnih tednov								Št. skladnih tednov	Št. neskladnih tednov	
Bovec 20	51	0	0	2	0	0	0	106	65	49	2	0
Tolmin 20 TR1	50	0	0	3	0	0	0	101	0	47	3	1
Tolmin 35 TR2	45	0	0	1	0	0	0	152	115	44	1	6
Cerkno 20 RP	51	0	0	3	0	0	0	55	63	48	3	0
Idrija 20 TR1	51	0	0	2	0	0	0	12	22	49	2	0
Idrija 20 TR2	51	1	0	2	0	0	0	36	87	48	3	0
Doblar 20	47	0	0	3	0	0	0	67	58	44	3	4
Kanal 20 B	51	1	0	2	0	0	0	84	52	48	3	0
Vrtojba 20 TR1	48	0	1	2	0	0	0	78	74	45	3	3
Vrtojba 20 TR2	42	0	0	0	0	0	0	2	4	42	0	9
Ajdovscina 20 TR1	47	0	0	0	0	0	0	8	0	47	0	4
Ajdovscina 20 TR2	49	0	0	6	0	0	0	19	115	43	6	2
Sezana 20 A	51	0	0	1	0	0	0	16	44	50	1	0
Sezana 20 B	51	0	0	1	0	0	0	7	0	50	1	0
Sezana 20 C	51	0	0	0	0	0	0	1	3	51	0	0
Hrpelje 35 TRA	51	0	0	3	0	0	0	108	10	48	3	0
Hrpelje 20 A	51	0	0	1	0	0	0	9	0	50	1	0



Objekt RTP 110/X, RTP SN/SN kV	Število tednov pod nadzorom	Odstopanje Uef	Harmoniki	Fliker	Neravnotežje	Signalne napetosti	Frekvenca	Število upadov	Število prenapetosti	Skladnost KEE		Nezanesljivi podatki ali brez podatkov
		Št. neskladnih tednov								Št. skladnih tednov	Št. neskladnih tednov	
Hrpelje 20 B	51	0	0	1	0	0	0	18	14	50	1	0
Postojna 20 TR1	51	1	0	0	0	0	0	68	0	50	1	0
Postojna 20 TR2	51	1	0	0	0	0	0	62	2	50	1	0
Razdrto 20	51	0	0	0	0	0	0	25	50	51	0	0
Pivka 20 TR1	51	0	0	2	0	0	0	9	14	49	2	0
Pivka 20 TR2	51	0	0	1	0	0	0	12	36	50	1	0
Ilirska Bistrica 20 TR1	51	0	0	0	0	0	0	64	0	51	0	0
Ilirska Bistrica 20 TR2	51	0	0	1	0	0	0	65	0	50	1	0
Dekani 20 TR1	51	0	0	1	0	0	0	9	10	50	1	0
Dekani 20 TR2	51	0	0	5	0	0	0	50	79	46	5	0
Gorica 20 TR1	51	0	0	5	0	0	0	18	30	46	5	0
Gorica 20 TR2	51	0	0	4	0	0	0	6	22	47	4	0
Gorica 20 TR3	51	0	0	0	0	0	0	3	6	51	0	0
Koper 20 TR1	51	0	0	1	0	0	0	3	3	50	1	0
Koper 20 TR2	51	0	0	1	0	0	0	15	19	50	1	0
Koper 20 TR3	51	0	0	4	0	0	0	33	92	47	4	0
Predloka 20	51	0	0	5	0	0	0	38	45	46	5	0
Gracisce 20	51	0	0	5	0	0	0	38	70	46	5	0



Objekt RTP 110/X, RTP SN/SN kV	Število tednov pod nadzorom	Odstopanje Uef	Harmoniki	Fliker	Neravnotežje	Signalne napetosti	Frekvenca	Število upadov	Število prenapetosti	Skladnost KEE		Nezanesljivi podatki ali brez podatkov
		Št. neskladnih tednov								Št. skladnih tednov	Št. neskladnih tednov	
Cerkno 20 TR2	51	0	0	3	0	0	0	54	59	48	3	0
Cerkno 20 TR1	50	0	0	1	0	0	0	8	0	49	1	1
Plave 20 TR1	51	0	0	0	0	0	0	52	0	51	0	0
Plave 20 TR2	51	0	0	0	0	0	0	85	0	51	0	0
Crni Vrh 20	51	0	0	3	0	0	0	44	100	48	3	0
Lucija 20 TR1	51	0	0	1	0	0	0	2	4	50	1	0
Lucija 20 TR2	51	0	0	1	0	0	0	11	65	50	1	0
Gradisce 20	51	0	0	1	0	0	0	23	72	50	1	0
Komen 20	51	0	0	3	0	0	0	27	53	48	3	0
Izola 20 D (Koper)	51	0	0	1	0	0	0	8	15	50	1	0
Izola 20 C (Lucija)	51	0	0	3	0	0	0	36	61	48	3	0
Trebusa 20	51	0	0	6	0	0	0	137	80	45	6	0
Vanganel S1 (Koper)	51	1	0	7	0	0	0	24	64	43	8	0
Vanganel S2 (Dekani)	51	0	0	6	0	0	0	14	20	45	6	0
Vipava 20 A	51	0	0	6	0	0	0	39	41	45	6	0
Vipava 20 B	51	0	0	6	0	0	0	10	25	45	6	0
Grgar 20	51	0	0	5	0	0	0	34	110	46	5	0
RTP Kobarid 35 TR3	51	0	0	6	0	0	0	36	58	45	6	0

Objekt RTP 110/X, RTP SN/SN kV	Število tednov pod nadzorom	Odstopanje Uef	Harmoniki	Fliker	Neravnotežje	Signalne napetosti	Frekvenca	Število upadov	Število prenapetosti	Skladnost KEE		Nezanesljivi podatki ali brez podatkov
		Št. neskladnih tednov								Št. skladnih tednov	Št. neskladnih tednov	
RTP Kobarid 35 TR4	51	0	0	6	0	0	0	85	0	45	6	0
RTP Kobarid 20 TR3	51	0	0	4	0	0	0	63	70	47	4	0
RTP Kobarid 20 TR4	51	0	0	2	0	0	0	16	3	49	2	0
Beli Kriz 20	51	0	0	1	0	0	0	19	6	50	1	0

Tabela 60) Skladnost parametrov kakovosti napetosti s standardom SIST EN 50160 v letu 2021 (SN napetostni nivo) - trajni monitoring (T32)

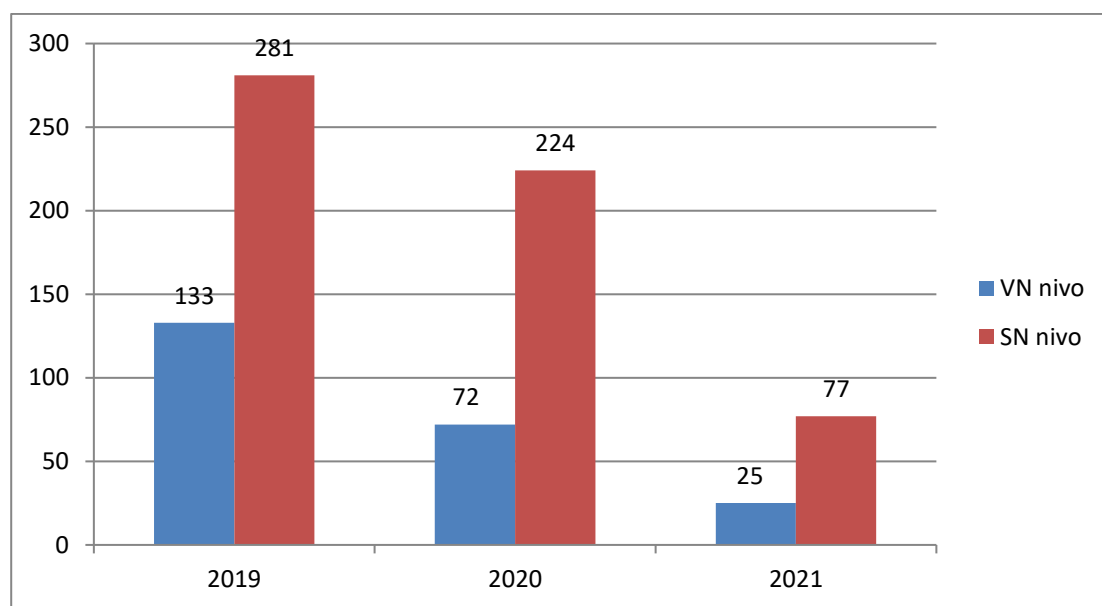
Vzrok za nepopolnost podatkov na večini regulatorjev je odklop meritev zaradi zamenjave starih regulatorjev z novjšimi. Vzrok za nepopolnost podatkov v RTP Vrtojba, RTP Ajdovščina, RTP Postojna in RTP Cerklje je odklop meritev med zamenjavo energetske opreme.

Velikost napajalne napetosti

Efektivna vrednost velikosti napajalne napetosti je v petih točkah omrežja presegala s standardom predpisane meje (Sliki 5 in 6). Odstopanje se je v obdobju enega tedna pojavilo v RTP Idrija na 20 kV zbiralkah TR2, v RTP Postojna na 20 kV zbiralkah, v RP Kanal in v RP Vanganel.

Motnje v obliki upadov in porastov napetosti

Povprečno število dogodkov na merilno mesto za VN in SN nivo po merilnih obdobjih prikazuje slika 19. V primerjavi z letom 2020 je v letu 2021 opazno zmanjšanje števila dogodkov na VN in SN nivoju.



Slika 44) Primerjava povprečnega števila dogodkov na merilno mesto v preteklih letih

Harmonske in medharmonske napetosti

Vsebnost harmonskih napetosti je v eni merilni točki presegala s standardom predpisane meje. Odstopanje se je v enem tednu pojavilo na merilni točki Vrtojba 20 TR1.

Fliker (kolebanje, utripanje, migetanje napetosti)

Nivo flikerja je v 57 točkah omrežja presegal s standardom predpisane meje (Sliki 9 in 10). Odstopanja nivoja flikerja so se pojavila v RTP Ilirska Bistrica, v RTP Tolmin, v RTP Cerklje, v RTP Plave, v RTP Idrija, v RTP Dekani, v RTP Koper, v RTP Lucija, v RTP Kobarid, v RTP Postojna, v RTP Pivka, v RTP Gorica na 20 kV zbiralkah in v RTP Vrtojba na 20 kV zbiralkah. Odstopanja so se pojavljala tudi v RP Bovec, v RP Cerklje, v RP Doblar, v RP Kanal, v RP Črni Vrh, v RP Gradišče, v RP Komen, v RP Trebuša, v RP Grgar, v RP Vipava, v RP Izola, v RP Beli Križ, v RP Predloka in v RP Vanganel.

Vzrok za nastanek večine odstopanj flikerjev so bile poletne nevihte in obdobja z močno burjo, ki so povzročale razne stike v VN in SN omrežju in posledično utripanje zaradi ponavljajočih se APV-jev med prehodnimi okvarami.

Neravnotežje napajalne napetosti

Neravnotežje napajalne napetosti ni niti v eni merilni točki presegala s standardom predpisanih mej.

Signalne napetosti (krmilne napetosti v omrežju)

Nivoji napetostnih signalov na VN in SN omrežju merjenih objektov, so bili v celotnem merilnem obdobju znotraj predpisanih zahtev standarda.

Odstopanje omrežne frekvence

Omrežna frekvenca ni v nobeni točki odstopala od predpisanih mej.

Zaključek

Stalni nadzor kakovosti napetosti v podjetju Elektro Primorska v letu 2021 zajema 71 točk v 34 objektih omrežja. Podatke o kakovosti napetosti pridobivamo iz 14 merilnih točk na visokonapetostnem omrežju, iz ene srednje napetostne merilne točke, kateri meji na sosednje omrežje in iz 56 merilnih točk na srednje napetostnem omrežju, ki predstavljajo glavne napajalne točke v našem distribucijskem omrežju.

Iz rezultatov permanentnih meritev na področju distribucijskega podjetja Elektro Primorska je v letu 2021 zaznati izboljšanje stanja kakovosti napetosti na VN, v primerjavi s predhodnimi obdobji in poslabšanje na SN nivoju. Popolna skladnost kakovosti napetosti z zahtevami standarda se je izboljšala za VN omrežje iz 97,25 % v letu 2020 na 98,57 % v letu 2021, za SN omrežje pa se je poslabšal iz 96,09 % v letu 2020 na 94,93 % v letu 2021. V letu 2021 je bila na 15 merilnih mestih (od 72) v vseh merjenih tednih zabeležena popolna skladnost kakovosti napetosti z zahtevami standarda, medtem ko je bil na preostalih 57 merilnih mestih zabeležen vsaj po en teden neskladnosti parametrov kakovosti napetosti s standardom SIST EN 50160. Na petih merilnih mestih smo zaznali odstopanje efektivne vrednosti napetostnega nivoja, 57 merilnih mestih smo zaznali povišanje nivoja flikerja in na 1 merilnem mestu smo zaznali odstopanje nivoja harmonikov.

3.4.5 Sistematični načrtovani monitoring v TP in pri odjemalcih

V letu 2021 preventivnih sistematičnih meritev (to je občasnega načrtovanega monitoringa) KEE nismo izvajali. Izvajali pa smo občasne meritve KEE na območjih s slabimi napetostnimi razmerami. Seznam območij je sestavljen na podlagi prošelj in pritožb posameznih odjemalcev ter podatkov nadzorništ. Upošteevane pa so tudi meritve KEE na podlagi vlog za izdajo soglasij za priključitev razpršenih virov.

Na celotnem področju distribucijskega podjetja Elektro Primorska smo v letu 2021 s prenosnimi registratorji opravili 127 meritev kakovosti električne energije. Od tega smo v transformatorskih postajah SN/0,4 kV izvedli 52 meritev, medtem ko je bilo 75 meritev izvedenih tudi pri odjemalcih.

Iz rezultatov meritev je razvidno, da na problematičnih območjih podjetja Elektro Primorska 21,3% (27 od 127) meritev ni skladnih z zahtevami standarda SIST 50160. Gledano po posameznih parametrih je 22% meritev neskladnih zaradi odstopanja efektivne vrednosti napetosti, 11% zaradi odstopanja nivoja harmonikov ter 77% meritev zaradi previsokega nivoja flikerja. Odstopanja nivojev signalnih napetosti in frekvence v meritvah niso bila zabeležena.

Tabela 61) Skladnost parametrov kakovosti napetosti s standardom SIST EN 50160 v letu 2021 - sistematični monitoring v TP (T33).

Območje napajanja RTP 110/X, RTP SN/SN kV	Odstopanje Uef	Harmoniki	Fliker	Neravnotežje	Signalne napetosti	Frekvenca	Število meritev z ugotovljeno neskladnostjo	Število vseh meritev
	Število meritev z ugotovljeno neskladnostjo glede na parameter							
RP BOVEC	0	0	0	0	0	0	0	5
RP CERKNO	0	0	0	0	0	0	0	1
RP IZOLA	0	0	0	0	0	0	0	1
RP TREBUŠA	0	0	0	0	0	0	0	2
RP VANGANEL	0	0	0	0	0	0	0	1
RTP CERKNO	0	0	0	0	0	0	0	1
RTP DEKANI	0	0	0	0	0	0	0	1
RTP HRPELJE	0	0	0	0	0	0	0	3
RTP IDRIJA	0	0	0	0	0	0	0	3
RTP IL.BISTR.	0	0	0	0	0	0	0	4
RTP KOBARID	0	0	0	0	0	0	0	2
RTP KOPER	0	0	0	0	0	0	0	3
RTP PIVKA	0	0	0	0	0	0	0	3
RTP POSTOJNA	0	0	0	0	0	0	0	3
RTP SEŽANA	0	0	0	0	0	0	0	11
RTP TOLMIN	0	0	0	0	0	0	0	8
Skupaj	0	0	0	0	0	0	0	52

Območje napajanja RTP 110/X, RTP SN/SN kV	Odstopanje Uef	Harmoniki	Fliker	Neravnotežje	Signalne napetosti	Frekvenca	Število meritev z ugotovljeno neskladnostjo	Število vseh meritev
	Število meritev z ugotovljeno neskladnostjo glede na parameter							

RP BOVEC	1	0	4	0	0	0	5	5
RP CERKNO	0	0	2	0	0	0	2	2
RP IZOLA	0	0	1	0	0	0	1	1
RP TREBUŠA	0	0	1	0	0	0	1	3
RP VANGANEL	1	0	1	0	0	0	2	2
RTP DEKANI	2	0	0	0	0	0	2	6
RTP HRPELJE	0	0	1	0	0	0	1	6
RTP IL.BISTR.	0	0	1	0	0	0	1	7
RTP KOPER	0	0	0	0	0	0	0	3
RTP LUCIJA	0	0	0	0	0	0	0	2
RTP PIVKA	1	3	1	0	0	0	5	10
RTP POSTOJNA	0	0	1	0	0	0	1	8
RTP SEŽANA	1	0	5	0	0	0	6	16
RTP TOLMIN	0	0	0	0	0	0	0	4
Skupaj	6	3	18	0	0	0	27	75

Tabela 62) Skladnost parametrov kakovosti napetosti s standardom SIST EN 50160 v letu 2021 - sistematični monitoring pri odjemalcih (T34).

3.4.6 Pregled stanja pritožb odjemalcev zaradi slabe kakovosti napetosti

Podatki o številu pritožb po letih od 2019 do 2021 podaja tabela **Napaka! Neveljavno samosklicjevanje zaznamka..** V letu 2021 smo prejeli 37 pritožb odjemalcev glede slabe kakovosti napetosti. V 8 primerih je bilo ugotovljeno odstopanje vsaj enega parametra kakovosti napetosti od standardom predpisanih meja. V 29 primerih so bili vsi parametri kakovosti napetosti v skladu s standardom SIST EN 50160.

Poudariti je potrebno, da v zgornjem številu niso upoštevana osebna in telefonska (ustna) obvestila/pritožbe o slabih napetostnih razmerah na posameznih področjih.

Območje napajanja (RTP 110/SN, RTP SN/SN)	2019			2020			2021		
	Skupaj pritožb	Število upravičenih pritožb	Delež upravičenih pritožb [%]	Skupaj pritožb	Število upravičenih pritožb	Delež upravičenih pritožb [%]	Skupaj pritožb	Število upravičenih pritožb	Delež upravičenih pritožb [%]
RP GRAČIŠČE				1	0	0,0%			
RP GRADIŠČE	3	2	66,7%						
RP TREBUŠA							1	0	0,0%
RP VANGANEL	1	0	0,0%	1	0	0,0%			
RTP AJDOVŠČINA	3	1	33,3%	4	1	25,0%	4	1	25,0%
RTP DEKANI	4	1	25,0%	6	4	66,7%	6	1	16,7%
RTP GORICA	3	0	0,0%	3	0	0,0%	1	0	0,0%
RTP IL.BISTR.				2	0	0,0%	1	0	0,0%
RTP KOBARID				1	0	0,0%			
RTP KOPER	4	1	25,0%	3	1	33,3%	8	3	37,5%
RTP LUCIJA	2	0	0,0%	1	0	0,0%			
RTP PIVKA				1	0	0,0%	4	0	0,0%
RTP POSTOJNA	3	0	0,0%				1	0	0,0%
RTP SEŽANA	5	2	40,0%	2	0	0,0%	2	1	50,0%
RP GRGAR	1	1	100,0%				1	1	100,0%
RP IZOLA	2	0	0,0%				2	1	50,0%
RP VIPAVA							2	0	0,0%
RTP TOLMIN				1	0	0,0%			
RP KOMEN	1	0	0,0%						
RTP PLAVE	1	0	0,0%				1	0	0,0%
RTP HRPELJE				1	0	0,0%	1	0	0,0%
RP BOVEC							1	0	0,0%
RTP CERKNO							1	0	0,0%
Skupaj	33	8	24,2%	27	6	22,2%	37	8	21,6%
Število vseh odjemalcev na nivoju podjetja	135.283			135.900			136.704		

Število merilnih mest (RTP, RP):	23								
----------------------------------	----	--	--	--	--	--	--	--	--

(Št. pritožb/ št. odjem)×1000	0,24			0,20			0,27		
(Št. upravičenih pritožb/ št. odjem)×1000		0,06			0,04			0,06	

Tabela 63) Pritožbe v zvezi s kakovostjo napetosti v obdobju od leta 2019 do 2021 (T35)

3.4.1 Komerzialna kakovost

V letu 2015 je bil sprejet in v Uradnem listu objavljen prenovljen Akt o pravilih monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo (Uradni list RS, št. 59/15, 23/18 in 62/19). Del tega Akta zajema tudi podatke o komercialni kakovosti (priloga 2). Skladno s tem Aktom smo v letu 2021 pridobili podatke o posameznih parametrih komercialne kakovosti.

Tabela 64) Komerzialna kakovost za leto 2019. (T36)

Parameter		Minimalni standardi kakovosti (MSK)				Dosežene vrednosti				Delež opravljenih storitev	
		Sistemi ali zajamčeni standard	Zahtevana raven skladnosti [%]	Mejna vrednost	Enota	Število vseh zahtevanih ali izvedenih storitev	Število upravičenih izvzetij (višja sila, tuji vzrok)	Vrednost kazalnika	Standardna deviacija	Do vključno mejne vrednosti [%]	Nad mejno vrednostjo [%]
1.1	Povprečni čas, potreben za izdajo soglasja za priključitev [dni]	S	95	20	Delovnih dni	3551	0	24,5	21,3	58	0
1.2	Povprečni čas, potreben za izdajo ocene stroškov (predračuna) za enostavna dela [dni]	Z	100	10	Delovnih dni	252	0	7,89	21,42	82	0
1.3	Povprečni čas, potreben za izdajo pogodbe o priključitvi na NN-omrežje [dni]	S	95	20	Delovnih dni	3021	0	5,3	4,5	100	0
1.4	Povprečni čas, potreben za aktiviranje priključka na električno omrežje [dni]	Z	100	10	Delovnih dni	2715	0	5,9	5,1	100	0
2.1	Povprečni čas, potreben za odgovore na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov [dni]	Z	100	8	Delovnih dni	0	0	0	0	0	0
2.2	Povprečni čas zadržanja klica v klicnem centru [s]	S	0	0	-	36908	0	13	26	0	0
2.3	Kazalnik ravni nivoja strežbe klicnega centra [%]	S	0	0	-	4399	0	88	0	0	0
3.1	Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (06:00 - 22:00) [h]	Z	100	5	Ure	874	0	2,21	3,33	89	0
3.1	Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (22:00 - 06:00) [h]	Z	100	8	Ure	80	0	1,88	2,64	94	0
3.2	Povprečni čas, potreben za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti [dni]	S	95	30	Delovnih dni	37	0	21,65	24	79	0
3.3	Povprečni čas, potreben za rešitev odstopanj kakovosti napetosti [mesecev]	S	50	6	Meseci	8	4	22,61	25,23	100	0
4.1	Povprečni čas, potreben za odpravo okvare števec [dni]	Z	100	8	Delovnih dni	610	0	9,58	19,12	82	0
4.2	Povprečni čas do vzpostavitve ponovnega napajanja po izklopu zaradi neplačila [del. dni]	Z	100	3	Delovnih dni	457	4	0,35	0,83	99	0

4 Načrt razvoja

Cilj načrta razvoja je podati scenarij optimalnega investiranja v distribucijsko omrežje glede na trenutne scenarije razvoja obremenitev, stanja omrežja in kakovosti z upoštevanjem zadnjega stanja tehnike z upoštevanjem tehnologije naprednih omrežji. Temelj za vlaganja v SN omrežje predstavljajo študije dolgoročnega razvoja REDOS 2045, ki so bile z Elektro Primorsko zaključene v letu 2022 s študijami [3] [4] [5] [6] [7]. S študijami in investicijami, ki iz teh študij sledijo določamo minimalen potreben obseg investiranja po letih glede na napovedi obremenitev.

Kot podlago za izdelavo razvojnega načrta služijo sistemska obratovalna navodila SONDSEE.

Napovedi obremenitev [3] so usklajene z nacionalnim energetskega programom NEPN [3] in sledijo usmeritvam elektrifikacije prometa, ogrevanja in vključevanja razpršene proizvodnje.

Investicije v omrežje se po razlogih investiranja prekrivajo. Razlogi za ojačitve omrežja niso nujno izključno energetske. V idealnem primeru investicija doseže energetske zmogljivosti »investicije« na koncu življenjske dobe. S tem dosežemo tudi ekonomsko optimizacijo investicije.

Ojačitve zaradi e-mobilnosti, toplotnih črpalk, razpršenih virov in drugih povečav moči v omrežju so velikokrat posledica prekrivanja več vzrokov hkrati. Delitev na deleže v tej fazi je težko, saj je razvoj odvisen od prostorskega razvoja, ki vpliva predvsem na NN nivo, na višjih napetostnih nivojih pa ga lahko opazujemo le kot del združenega trenda povečave obremenitev.

Proizvodnja razpršenih virov ima na NNO zaradi samooskrb znaten vpliv. Razlog za to je v vedno večjem prekrivanju proizvodnje in porabe električne energije na posameznih izvodih omrežja. Pomembno, sicer pričakovano spremembo, predstavlja povečan obseg potrebnih investicij zaradi razpršenih virov in odjema iz toplotnih črpalk v izhodiščnem obdobju v nadaljevanju razvojnega načrta pa pričakujemo večji porast e-mobilnosti, ki bo vplivala na investicije.

Elektro Primorska ima še posebej na področju DE Tolmin veliko izkušenj z obvladovanjem velike gostote razpršene proizvodnje iz malih hidroelektrarn. Obvladovanje napetostnih profilov je bilo tako zgodovinsko že prilagojeno obratovanju razpršenih virov. Na področju Bovca že v izhodišču obratujemo preko mej, ki so trenutno prevzete po navodilih za priključevanje in obratovanje elektrarn.

Pomembno je izpostaviti tudi prostorske značilnosti omrežja Primorske, kjer je zaradi ugodnega vetra povpraševanje po vključevanju vetrnih elektrarn veliko. Slednje zaradi stohastičnega prostorskega vključevanja v omrežje večjih virov 1-3,5 MW in posledično večjih ojačitev omrežja postaja neznanka v načrtu razvoja. Obseg v prihodnjih letih lahko le ocenjujemo glede na potencialna področja in pretekla zanimanja.

Velikost virov privede do tega, da so določena področja v celoti zasičena, kar zahteva dodatna večja vlaganja v distribucijsko omrežje. Negotovost priključevanja vetrnih elektrarn se kaže tudi na načrtih razvoja, saj je od lokacije odvisna stopnja potrebnih ojačitev.

Vsa področja, kjer so predvidene večje vključitve virov v omrežje smo vključili v razvojni načrt in v ta namen predlagali investicije.

4.1 Analiza realizacije investicijskih vlaganj v preteklem obdobju

prikazuje plan investicijskih vlaganj in realizacijo v letu 2020 in 2021. Skupni plan za objekte v letu 2020 je znašal 19.980.000 €, v letu 2019 pa 23.948.500 €. V letu 2020 je bila realizacija plana 6 % večja, v letu 2021 pa je bila realizacija manjša 2% od planirane.

Invest. skupina/Leto	plan 2020	real 2020	indeks	plan 2021	real 2021	indeks
VN nadzemni vodi	0	0	0	0	0	0
VN kablovodi	0	0	0	0	0	0
RTP 110/SN kV, RP 110 kV	3.652.018	3.640.585	100	3.532.700	2.928.250	83
SKUPAJ OBJEKTI 110 kV	3.652.018	3.640.585	100	3.532.700	2.928.250	83
SN nadzemni vodi	1.175.394	1.171.643	100	1.113.094	1.250.270	112
SN kablovodi	2.754.199	2.816.414	102	3.477.061	4.489.886	129
RTP SN/SN in RP SN	69.790	179.694	257	100.200	77.369	77
TP SN / 0,4 kV	2.338.879	2.542.078	109	3.060.883	2.873.816	94
SKUPAJ OBJEKTI SN	6.338.262	6.709.828	106	7.751.238	8.691.341	112
NN nadzemni vodi	1.544.939	1.360.673	88	1.548.635	1.542.008	100
NN kablovodi	1.335.182	1.506.286	113	1.386.403	1.387.944	100
NN ostalo	0	90.179	0	33.508	20.337	61
SKUPAJ OBJEKTI NN	2.880.121	2.957.139	103	2.968.546	2.950.289	99
SEKUNDARNA OPREMA	3.643.462	4.272.394	117	4.475.400	4.047.120	90
ODKUP EE INFRASTRUKTURE	0	138.173	0	0	175.975	0
DOKUMENTACIJA	1.200.866	1.393.204	116	1.322.799	1.229.013	93
NEENERGETSKE INVESTICIJE	2.265.271	2.108.172	93	3.897.817	3.418.153	88
SKUPAJ	19.980.000	21.219.495	106	23.948.500	23.440.141	98

Tabela 65) Finančna realizacija investicijskih vlaganj za leta 2020 in 2021 (T37)

RTP 110/20 kV

Povzetek realizacije sledi poročilu investicijskih vlaganj EP, ki podaja podroben pregled realizacije in stanja v preteklem dvoletnem obdobju.

Realizacija v letu 2020

V objekte RTP 110/20 kV smo investirali 3.640.585 EUR. Za objekte RTP sta bila v letu 2020 nabavljena tudi dva energetska transformatorja v skupni vrednosti 1.005.819 €. V letu 2020 smo v investicijski skupini RTP 110/20 kV izvajali sledeče investicije:

- RTP 110/20 kV Ajdovščina: V letu 2020 smo nadomestili energetski transformator 110/20 kV nazivne moči 20 MVA s transformatorjem nazivne moči 31,5 MVA. Pričeli smo z izvajanjem rekonstrukcije 20 kV stikališča.
- RTP 110/20 kV Cerklje: V letu 2020 smo nadomestili energetski transformator v okvari.
- RTP 110/20 kV Dekani: V letu 2020 smo pričeli z zamenjavo usmernikov in razsmernikov v sistemu lastne rabe.
- RTP 110/20 kV Gorica: V letu 2020 smo zamenjali centralo požarnega javljanja, nabavili opremo za ozemljitev nevtralne točke transformatorja TR 2 ter zgradili nove temelje za resonančni dušilki ter ozemljitvena upora.
- RTP 35/20 kV Hrpelje: V letu 2020 smo vgradili hlajenje v prostor lastne rabe in s tem zagotovili pogoje za daljšo življenjsko dobo naprav.
- RTP 110/20 kV Idrija: V letu 2020 smo nabavili novo opremo za zaščito in vodenje transformatorskih polj. Vključitev nove opreme v EES je predvidena v letu 2021.
- RTP 110/20 kV Izola: Zaradi dolgotrajnih postopkov pri pridobivanju gradbenega dovoljenja se je investicija zamaknila v leto 2021.
- RTP 110/20 kV Lucija: V letu 2020 smo zamenjali opremo transformatorskega polja TR 1 ter zamenjali svetilke za zasilno razsvetljavo znotraj objekta 20 kV stikališča.
- RTP 110/20 kV Plave: V letu 2020 smo zamenjali svetilke za zasilno razsvetljavo znotraj objekta 20 kV stikališča ter vgradili hlajenje v prostoru lastne rabe.
- RTP 110/20 kV Postojna: V letu 2020 smo nadomestili energetski transformator v okvari ter zamenjali centralo požarnega javljanja.
- RTP 110/20 kV Sežana: V letu 2020 smo vgradili hlajenje v prostor lastne rabe in s tem zagotovili pogoje za daljšo življenjsko dobo naprav.
- RTP 110/35/20 kV Tolmin: V letu 2020 smo v sklopu rekonstrukcije 110 kV stikališča, ki ga vodi ELES uredili nov dostop do kabelske kanalizacije, ki vodi iz RTP-ja. Pričeli smo tudi z zamenjavo usmernikov in razsmernikov v sistemu lastne rabe.

Finančna realizacija v investicijski skupini RTP 110/20 kV znaša 99,70 %.

Realizacija v letu 2021

V objekte RTP 110/20 kV smo investirali 2.889.236 EUR. Za objekte RTP sta bila v letu 2021 nabavljena tudi dva energetska transformatorja v skupni vrednosti 1.210.749 €. V letu 2021 smo v investicijski skupini RTP 110/20 kV izvajali sledeče investicije:

- RTP 110/20 kV Ajdovščina: V letu 2021 smo nadomestili drugi energetski transformator 110/20 kV nazivne moči 20 MVA s transformatorjem nazivne moči 31,5 MVA. Zaključili smo z izvajanjem rekonstrukcije 20 kV stikališča.

- RTP 110/20 kV Cerkno: V letu 2021 smo zaključili investicijo za nadomestitev energetska transformatorja v okvari.
- RTP 110/20 kV Dekani: V letu 2021 smo izvedli zamenjavo akumulatorske baterije 1
- RTP 110/20 kV Gorica: V letu 2021 smo zamenjali akumulatorsko baterijo sistema 2, izvedli zamenjava klimatskih naprav, izvedli elektromontažna dela za vgradnjo resonančne dušilke.
- RTP 35/20 kV Hrpelje: V letu 2020 smo vgradili hlajenje v prostor lastne rabe in s tem zagotovili pogoje za daljšo življenjsko dobo naprav.
- RTP 110/20 kV Idrija: V letu 2021 smo zaključili z zamenjavo opremo za zaščito in vodenje transformatorskih polj. Nadomestili smo energetski transformator TR 1 z novim energetskim transformatorjem nazivne moči 20 MVA in prestavim razmerjem 110/20 kV. Izvedli smo tudi predelavo 20 kV transformatorskih celic in obnovo zasilne razsvetljave na objektu.
- RTP 11/20 kV Ilirska Bistrica: Zaradi tehnične dotrajanosti smo izvedli zamenjavo usmerniškega in razsmerniškega sistema
- RTP 110/20 kV Izola: V letu 2021 smo pričeli z izvedbo gradbenih del za izgradnjo novega 110 kV stikališča v GIS izvedbi.
- RTP 110/20 kV Koper: V letu 2021 smo izvedli obnovo požarnega javljanja v objektu ter pričeli z zamenjavo usmerniškega in razsmerniškega sistema.
- RTP 110/20 kV Lucija: V letu 2021 smo zaradi tehnične dotrajanosti zamenjali akumulatorsko baterijo sistema 2.
- RTP 110/20 kV Pivka: V letu 2021 smo izvedli širitev oljne sklede energetskega transformatorja TR 1 ter začeli elektromontažni dela za zamenjavo energetskega transformatorja TR 1.
- RTP 110/20 kV Postojna: V letu 2020 smo nadomestili energetska transformatorja TR 1 in TR2 z novima z nazivno močjo 31,5 MVA in prestavnim razmerjem 110/20 kV. Nabavo energetskih transformatorjev je financirala družba SODO d.o.o., elektromontažna dela in preizkušanje pa je izvedla Elektro Primorska d.d..
- RTP 110/20 kV Sežana: V letu V letu 2021 smo izvedli zamenjavo svetilk varnostne razsvetljave ter pričeli z zamenjavo tehnično zastarelega usmerniškega in razsmerniškega sistema.
- RTP 110/35/20 kV Tolmin: V letu 2021 smo izvajali dela za nadomestitev energetskega transformatorja TR 2 z novim s prestavnim razmerjem 110/20/35 kV in nazivne moči 20/20/14 MVA - ONAN.
- RTP 110/20 kV Dekani – izvedli smo antikorozijsko zaščito jeklenih konstrukcij

Finančna realizacija v investicijski skupini RTP 110/20 kV znaša 81,80 %.

RP in RTP 35/20 kV

Gre za manjše investicije, novogradenj na področju RP se poskušamo izogniti v kolikor ne gre za celotno nadomestitev RP oz. predhodnico RTP. Gre večinoma za vzdrževanje primarne in sekundarne opreme.

Leto 2020

V RTP SN/SN kV in razdelilne postaje (RP SN) smo investirali 259.290 EUR. V tem letu smo v RP izvajali sledeče investicije:

- RP 20 kV Predloka – zamenjali smo sekundarno opremo ter gradbeno sanirali poslopje RP.
- RP 20 kV Cerkno - nadomestili smo sistem lastne rabe.
- RP 20 kV Dobrovo - nadomestili smo sistem lastne rabe.
- RP 20 kV Gonjače - nadomestili smo sistem lastne rabe.
- TP 20 kV Krkavče - zamenjali smo akumulatorske baterije.



- RP 20 kV Vipava – položili smo nove ozemljitev okoli stavbe 20 kV stikališča.
- RP 20 kV Gonjače – zamenjali smo akumulatorske baterije 2.
- RP 20 kV Kanal – zamenjali smo akumulatorske baterije 2.
- RP 20 kV Beli Križ – zamenjali smo akumulatorske baterije.
- RP 20 kV Gračišče – zamenjali smo akumulatorske baterije
- RP 20 kV Bovec – sanirali smo poškodbe zunanjskega stopnišča.

Leto 2021

V RTP SN/SN kV in razdelilne postaje (RP SN) smo investirali 79.369 EUR. V tem letu smo v RP izvajali sledeče investicije:

- RP 20 kV Cerkno - nadomestili smo razsmerniški sistem lastne rabe.
- RP 20 kV Črni Vrh – nadomestili smo akumulatorsko baterijo.
- RP 20 kV Idrija – nadomestili smo usmerniški sistem.
- RP 20 kV Kanal – izvedli smo zamenjavo akumulatorske baterije sistema 1 ter zamenjavo usmerniškega sistema.
- RP 20 kV Predloka – zaključili smo z zamenjavo sekundarne opreme na objektu.
- RP 20 kV Sela – izvedli smo zamenjavo akumulatorske baterije.
- RP 20 kV Trebuša – izvedli smo zamenjavo usmerniškega sistema
- RP 20 kV Postojna – izvedli smo zamenjavo usmerniškega sistema

SN omrežje

Kablovodi 20 kV

Na področju podzemnih vodih pospešujemo investicije zaradi usmeritve v kabliranje nadzemnega omrežja in zankanja le-tega. Ta usmeritev je del temeljnih strateških usmeritev družbe.

Spodaj navajamo večje investicije v distribucijsko omrežje:

Leto 2020:

Fizična realizacija v investicijski skupini podzemni vodi 20 kV je v letu 2020 znašala 34,96 km.

- SN Nožed 4 (2,1 km),
- SN EKK Čiginj (0,56 km),
- SN EKK Kobarid – Bovec (1,8 km),
- SN Vrtojba – Bilje (3,2 km)

Leto 2021:

Fizična realizacija v investicijski skupini podzemni vodi 20 kV znaša 47,59 km. Gre torej za bistveno povečanje obsega investiranja. V prihodnjih letih pričakujemo še večji obseg investiranja na tem področju zaradi razvojnih potreb.

- nadomestitev kablovodov mesto 1,2,3,4 v Ilirski Bistrici (4 km),
- KBV obrtna Farma obrtna cona Neverke (3 km),
- EKK Kobarid – Bovec (6,46 km),
- SN kablovod za Nožed 4 (2,1 km)

Daljnovodi 20 kV

Večina investicij v 20 kV nadzemno omrežje je bila potrebna predvsem zaradi rekonstrukcij 20 kV daljnovodov:

V letu 2020 so bile izvedene naslednje pomembnejše investicije v nadzemne vode:

- SN Doblar - Dolina (1,7 km),
- SN Golac - Gradišče (1 km),
- SN Volčji Grad - Gorjansko (1 km).

V letu 2021 smo izvajali naslednje pomembnejše investicije v nadzemne vode:

- rekonstrukcija DV 20 kV Idrija – Oblakov vrh (1,6 km),
- rekonstrukcija DV Kanji Dol - Vodice (2,2 km),
- rekonstrukcija DV 20 kV odsek Bela – Podkraj 3 (2,6 km),
- rekonstrukcija DV 20 kV odcep Logaršče (1 km),
- rekonstrukcija DV Črni vrh – Lome (1,8 km).

Transformatorske postaje SN/NN

Leto 2020

Fizična realizacija v investicijski skupini TP 20/0,4 kV znaša 84 kosov. Z investicijami smo obnavljali tehnično dotrajane transformatorske postaje, odpravljali slabe napetostne razmere, izvajali elektromontažna dela za vgradnjo kontrolnih meritev po transformatorskih postajah in omogočali priklop novih odjemalcev. Večja realizacija od načrtovane je nastala, zaradi večjega števila obnov transformatorskih postaj od načrtovanih.

Leto 2021

Fizična realizacija v investicijski skupini TP 20/0,4 kV znaša 97 kosov. Z investicijami smo obnavljali tehnično dotrajane transformatorske postaje, odpravljali slabe napetostne razmere, izvajali elektromontažna dela za vgradnjo kontrolnih meritev po transformatorskih postajah in omogočali priklop novih odjemalcev. Večja realizacija od načrtovane je nastala, zaradi večjega števila obnov transformatorskih postaj od načrtovanih.

NN omrežje

Leto 2020

Fizična realizacija v investicijski skupini NN nadzemni vodi 0,4 kV je v letu 2020 znašala 32,16 km.

Fizična realizacija v investicijski skupini NN podzemni vodi 0,4 kV znaša 25,35 km. Finančna realizacija presega načrtovane vrednosti zaradi povečanega obsega del in specifičnih stroškov v urbaniziranih območjih.

Z izvedenimi investicijami smo obnovili obstoječe nizkonapetostne vode, odpravili slabe napetostne razmere in priklopljali nove odjemalce.

Leto 2021

Fizična realizacija v investicijski skupini NN nadzemni vodi 0,4 kV je v letu 2021 znašala 28,08 km.

Fizična realizacija v investicijski skupini NN podzemni vodi 0,4 kV je v letu 2021 znašala 22,52 km.

Finančna realizacija presega načrtovane vrednosti zaradi povečanega obsega del in specifičnih stroškov v urbaniziranih območjih.

Z izvedenimi investicijami smo obnovili obstoječe nizkonapetostne vode, odpravljali slabe napetostne razmere in priklapljali nove odjemalce in proizvodne vire.

4.2 Razvoj in investicijska vlaganja v elektrodistribucijsko infrastrukturo

Razvojni načrt obsega analizo realizacije investicijskih vlaganj v preteklem obdobju in razvoj in investicijska vlaganja v elektrodistribucijsko infrastrukturo z utemeljitvami na osnovi kriterijev načrtovanja in stanja omrežja.

Večji del investicij razvojnega načrta tako predstavlja ocena ekspertov na osnovi stanja omrežja, kjer poskušamo z razpoložljivimi sredstvi v čim večji meri zagotavljati zadostno zanesljivost omrežja, zaostanki iz tega naslova bistveno vplivajo na kakovost napajanje in zdržnost razvojnih odločitev.

Na drugi strani poskušamo kljub vedno večjemu deležu investicij na osnovi stanja v načrt vključiti tudi razvojne usmeritve torej tiste, ki temeljijo na osnovi energetskega potreb, ki jih v načrtu ni možno časovno zakasnit z upoštevanjem možnosti, ki jih omogoča sodobna tehnologija in predvidena fleksibilnost odjema in proizvodnje.

Te investicije ocenjujemo s študijami REDOS [3] [4] [5] [6] [7] in drugimi internimi študijami s katerimi zagotavljamo dolgoročno zadostnost energetske infrastrukture.

Pregled stanja omrežja in energetske zadostnosti omrežja poda potrebo po ojačitvi oz. nadomestitvi omrežja. Cilj je: zagotoviti čim nižje stroške.

Ključ optimizacije je izbrati takšne rešitve, kjer življenjska doba infrastrukture sovpada z energetsko izkoriščenostjo elementa omrežja.

Ključni problem realizacije investicij še vedno predstavlja umeščanje v prostor, zato je pravočasna identifikacija bodočih razvojnih potreb nujno potrebna za dolgoročno zdržnost in zmožnost investiranja.

Glede na te smernice razvoja so izdelani pregledi razvojne problematike na posameznih področjih, ki so vodilo za nadaljni razvoj omrežja. Vse temeljijo na sprejetih študijah, napovedih obremenitev in zadnjih razvojnih dognanjih z področja razvoja omrežja, ki ga je v danem trenutku možno aplicirati kot del razvojnih rešitev. Načrtovanje in koncepti načrtovanja se bodo s časom spremenila največ na osnovi IKT tehnologij, ki prihajajo, s katerimi bo možno natančnejše načrtovanje distribucijskega sistema predvsem pa natančnejše ocene stanja že vgrajenih elementov.

Pomembna sprememba razvojnih usmeritev v zadnjem času prihaja prav iz ugotovitev, ki temeljijo na obdelavi podatkov pametnih števec in bodo imele v prihodnje na načrt razvoja vedno večji vpliv. Hitre energetske spremembe zahtevajo večji nadzor nad stanjem omrežja. Cilj razvoja mora biti ustrezno vrednotenje in prioritizacija investicij na osnovi stanja omrežja. S podatkovno analitiko lahko dosežemo bistveno večjo stopnjo spoznavnosti. Tovrstna analitika bo pomenila spremembo delovnih procesov v družbi.

Spoznavnost omrežja – ocena stanja bo postavila nove smernice prav na področju investiranja v nizkonapetostna omrežja, ki so bila do sedaj zaradi pomanjkljivih podatkov za razvoj v preteklosti do odkritja slabih napetostnih razmer neobvladljiva. Usmeritve na tem področju še vedno omejuje modeliranje omrežja, ki ne omogoča vrednotenja vplivov meritev števec na distribucijsko omrežje. Gre za velik obseg dela, ki ga bo potrebno poleg razvojnih potreb vključiti predvsem v procese obratovanja, hkrati pa razširiti nabor razvojnih rešitev s tistimi, ki neposredno vplivajo na kakovost napetosti in nasičenje omrežja.

S povečanjem spoznavnosti (pregleda energetskega stanja), ustreznih podatkovnih skladov, metodologij izračuna pa bo možno razvojne usmeritve in razvoj izvajati tudi na tem napetostnem nivoju.

Z širitvijo razvojne analitike bomo lahko določali obseg potrebnega investiranja, predvsem pa pravočasno prožili investicije, pred energetskega zasičenjem oz. na zasičenje odgovarjali z ustreznimi rešitvami, ki ne nujno vključujejo klasičnih ojačitev omrežja kot je npr. vključevanje fleksibilnosti in aktivni elementi za uravnavanje napetostnih profilov.

Ključni problem trenutno predvsem za NN omrežje predstavlja obseg razpoložljivih podatkovnih skladov, zato smo se v tem načrtu naslonili na referenčne modele. Praksa v tujini kaže, da sistemi iz referenčnih modelov postopoma preidejo na analizo dejanskega večjega obsega NN omrežja iz predpripravljenega modela GIS.

Ključni problem oz. priložnost predstavlja analiza stanja omrežja in zastaranja elementov distribucijskega omrežja. Prioriteto med investicijami imajo seveda tiste, kjer se za določeno razvojno odločitev prekriva več vzrokov za investiranje.

V naslednjih poglavjih podajamo področno predstavitev potrebnega (povezanega) razvoja, kot tudi predstavitev razvoja po posameznih investicijskih postavkah.

4.2.1 Razvojna problematika DE Tolmin

Podrobna razvojna analiza področja je definirana v študiji REDOS 2045 Elektro Primorska – Zgornje Posočje in idrijsko – cerkljanska regija [4], v tem odseku navajamo pomembnejše investicije, ki so predvidene v naslednjem 10 letnem obdobju, predvsem v kontekstu povezanih investicij.

Področje Kobarida in Bovca

Razvojne analize so opozorile na problem zagotavljanja ustreznega rezervnega napajanja Bovca s trenutno strukturo 20 kV omrežja. Glede na predvideno povečavo obremenitev, bo v prihodnje v prihodnje zagotavljanje rezervnega obratovalnega stanja še težje.

Kablovod Kobarid – Bovec še vedno ni končan zaradi problemov umeščanja v prostor. Delitev odjema v Bovcu na podeželje in mesto bo ločevalo prehajanje upadov, med mestnimi in industrijskimi vodi. S tem namenom se bo izvedlo tudi rekonstrukcijo 20 kV stikališča in samega objekta RP Bovec, ki bo omogočal dolgoročno obratovanje z dvema zbiralkama.

Dva kabla proti Bovcu bosta dolgoročna rešitev. Z enim kablom pa bomo kmalu naleteli na omejitve, ko bodo spet potrebne nove ojačitve [4]. Za zagotovitev ustreznega rezervnega napajanja RP Bovec je že v teku polaganje dveh KB Al 240 mm² od RTP Kobarid do RP Bovec.

Ob gradnji kablovodov bomo traso izkoristili za vzpostavitev ločenega izvoda za Drežnico. S tem bomo izboljšali zanesljivost izvoda Bovec, ki napaja večjega odjemalca (TKK).

Oba obstoječa DV proti Bovcu se ohranita. DV Bovec bo tudi v prihodnje napajal odjemalce severno od Kobarida, DV Plužna pa bo služil kot dodatna rezerva, če bi izpadla oba nova kablovoda, ki bosta grajena v isti trasi. Trasa bi bila primerna za izgradnjo 110 kV povezave v kolikor bi bila ta potrebna v prihodnje zaradi hitrega porasta odjema moči. Glede na trenutne energetske analize pa se kaže, da je dejanska moč odjema na področju Bovca relativno nizka (večino odjema prevzame TKK), velika pa je predvsem moč proizvodnje na področju, ki predstavlja večino napetostnih odklonov na področju.

Slednje še toliko bolj utemeljuje izgradnjo kableske povezave za Bovec. Obremenitve RP Bovec 20 kV znašajo brez razpršenih virov 2,8 MW. Za objekt je značilna turistična konica (poletje – jul, avg) in zimska (božično - novoletna).

Večji porast obremenitev bi bil možen le ob zelo visokem porastu e-mobilnosti povezane s turizmom oz. zimsko turistične ponudbe – bistvenega povečanja odjema smučišča Kanin, pa še v tem primeru lahko s predvidenima novima kablovodoma zadostimo dolgoročnim energetskim potrebam.

Delitev na mestno in podeželsko omrežje bomo iz Tolmina (35 kV) prenesli vse do Bovca. Slednje zahteva dograditev zbiralke RP Bovec, ki bo omogočila delitev tudi v Bovcu po izgradnji dvojnega kablovoda.

Glede obremenitve kablov proti Bovcu bo precej bolj obremenjen "mestni" KB, saj je večina obremenitve na območju Bovca koncentrirane v mestnem kabelskem omrežju, podeželski DV so manj obremenjeni [4].

Srednjeročno oba sistema DV 110 kV RTP Tolmin - RTP Kobarid preideta na obratovanje na napetostnem nivoju 35 kV. Investicija v nadgradnjo stikališča 35 kV v Tolminu je predvidena v letu 2026, saj investicije, ki so potrebne za izboljšanje kakovosti zamikamo zaradi dinamike izgradnje vezanih investicij t.j.

- KB Kobarid – Bovec,
- Rekonstrukcijo RP Bovec v 2. zbiralčno varianto.

Na novo vzpostavljeni podeželski zbiralki bo večji del proizvodnje mHE v Zgornjem Posočju. Zato bo imela delitev podeželskega omrežja od mestnega v RP Bovec tudi svojo slabo plat. Računati bo treba

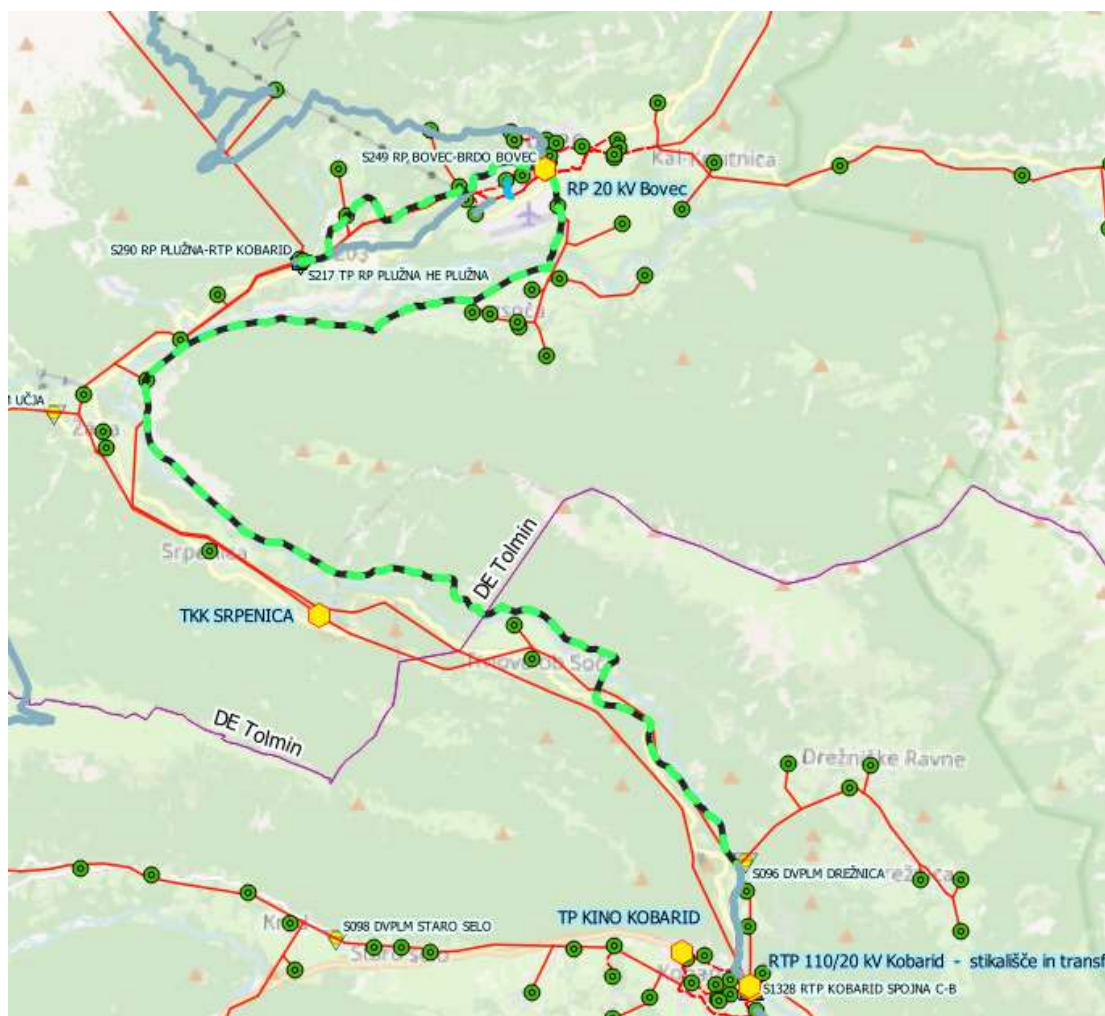
z dvigom napetosti zaradi proizvodnje. Še višje spremembe napetosti se bodo dogajale v NN omrežju, kjer so priključene še dodatne mHE. Pri tem računamo na uporabo aktivne regulacije napetosti na zbiralkah z uporabo naprednih metod regulacije napetostnega profila.

Problem bomo ublažili z vključitvijo proizvodnje HE Plužna 1,6 MW v mestno zbiralko v Bovcu. Na ta način se razporedi tudi proizvodnja RV, saj bo "podeželski" KB prevzel proizvodnjo mHE na izvodih Log pod Mangartom in Trenta, "mestni" KB pa bo prevzel proizvodnjo HE Plužna in SFE Iskra Bovec.

Za urejanje dela nihanj bo potrebna aktivna regulacija napetosti na osnovi regulacije jalove moči virov, topološke rekonfiguracije strukture v Bovcu (nov kabel Plužna – Bovec – delno zaradi stanja obstoječega kabla in energetskih potreb in kombinacija aktivnih rešitev regulacije jalove moči na izvodu Log Pod Mangartom (aktivna regulacija napetostnega profila ADMS). Zaradi trenutno neznanih pretokov jalovih moči v omrežju se lahko zgodi, da bo potrebno dolgoročno vgraditi tudi dodatno aktivno regulacijo jalove moči vendar zgolj zaradi napetostne regulacije najverjetneje nekje na podeželskih izvodih SN omrežja v neposredni bližini proizvodnje.

Zaradi nezmožnosti zankanja bi lahko uporabili tudi hranilnike električne energije vendar za to trenutno nimamo sistema proženja in analitičnega orodja, s katerim bi lahko v vseh obratovanih stanjih skozi čas ocenili ustreznost izbire.

V izhodišču pa je **nujno ,da se uredi regulacija napetosti v RTP, s katero bomo sprostili del napetostnega pasu**, ki bi bil drugče namenjen padcem napetosti.



Slika 45) Trasa dvojnega kablovoda med Kobaridom in Bovcem (podlaga OSM).

Ob ojačitvi omrežja z dvema kabloma tudi ne bo potrebe po instalaciji kakšnih zapletenih in dragih kompenzacijskih naprav, verjetno bo zadostovala nastavljiva dušilka na "podeželskih" zbiralkah v RP Bovec [4] .

Dolgoročno bo regulacijo bo moral prevzeti ADMS, ki bo za delovanje potreboval natančne meritve v ključnih točkah za pravilno delovanje ocenjevalnika stanja. Gre za ekonomsko učinkovito investicijo v eno izmed funkcionalnosti pametnih omrežji, ki rešuje problem previsokih dvigov pri vključevanju razpršenih virov na SN nivo s funkcijo var / volt. Slednje sicer ne sme biti omejitev za uporabo obratovalskih prijemov klasične regulacije z lokalno ali oddaljeno točko v RTP za prilagajanje napetostnega profila, še posebej ne po izgradnji kablovodov.

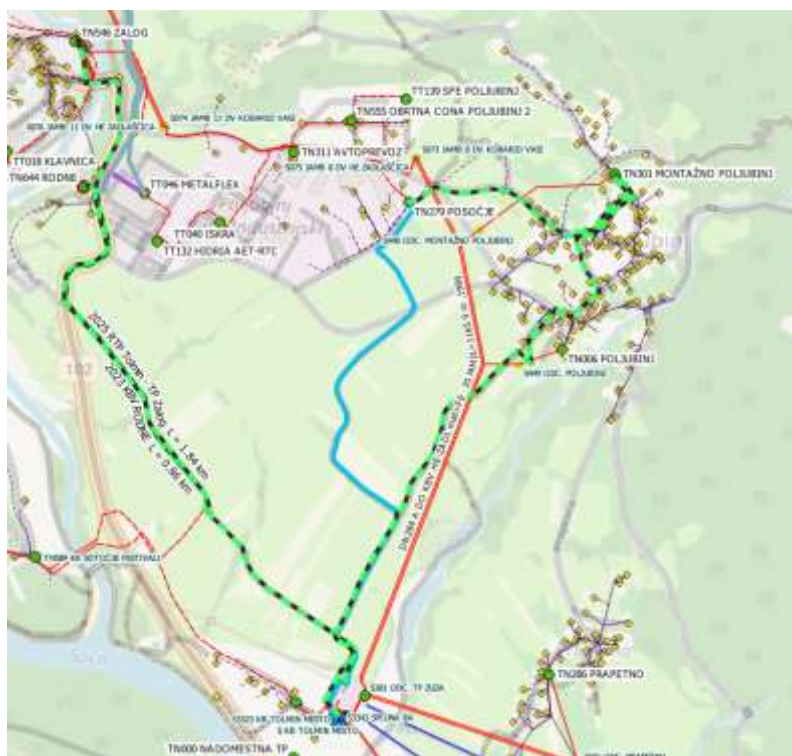
Dvostransko napajanje izvoda Trenta iz RP Bovec bi bilo možno zagotoviti s povezavo čez Vršič (TP Rogarjevec–TP Tičarjev dom). S tem bi povezali izvod Trenta iz RP Bovec z izvodom Vršič iz RTP Kranjska Gora (EG), ki bi drug drugemu lahko nudila ustrezno rezervo. S tem bi dolgoročno zagotovili večjo zanesljivost napajanja. Povezava je zaradi kompleksnost izven načrtovalskega obdobja tega razvojnega načrta, upoštevati pa jo je potrebno ob morebitnem prostorskem razvoju na tem področju.

Občutljivost odjema je vedno večja, še posebej v poletnih mesecih. Kabliranje omrežja na radialnih izvodih brez zankanja celotnega izvoda razvojno **ni** sprejemljiva rešitev, saj je ob havariji na kablovodih čas popravila predolg, gradnja novega dodatnega izvoda (15 km – Izvod Breginj) pa bi ob splošno nizki porabi na tovrstnih izvodih ekonomsko neupravičena investicija.

Območje RTP Tolmin

Na področju napajanja RTP Tolmin 110/20 kV je predvidena vzpostavitev industrijske zanke in mestne zanke. V ta namen je potrebno zgraditi nov vod, ki bo razdelil idustrijo na dva dela. Obstoječi izvod Tolmin industrija, ki napaja področje Poljubinja, kjer je večina industrije v Zgornjem Posočju je zastarel in ga bo potrebno nadomestiti.

Poleg tega je smiselno vzpostaviti nov vod, ki zagotavlja rezervo mestu in industriji – izvod Rodne. V okviru tega je predvideno tudi dolgoročno zankanje izvodov v Tolminu, ki bodo uredile zankanje Zatolmina in Tolminskih korit kot tudi kraja Žabče na severo vzhodnem delu Tolmina.

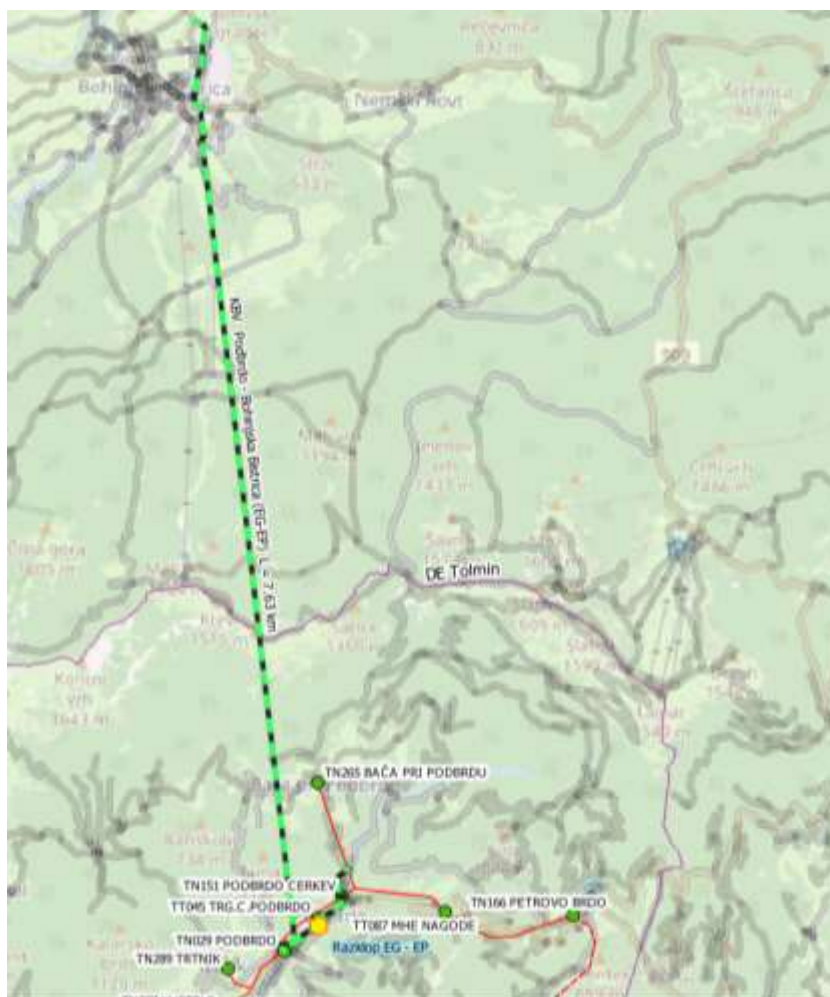


Slika 46) Rekonstrukcija kablovodov za napajanje industrije v Tolminu.

Na izvodu Čiginj iz RTP Tolmin je že kratkoročno predvideno kabliranje omrežja na območju Volč. Najprej je predvidena rekonstrukcija DV čez reko Sočo z vodniki Al/Fe 120/20 mm² v dolžini 160 m. V nadaljevanju se omrežje kablija na naslednjih odsekih: od konca DV čez reko Sočo do TP Smetišče Volče v dolžini 400 m, od TP Smetišče Volče mimo TP Volče montažno (ki se ukine) do TP Volče Kamnica dolžine 1,5 km, od TP Volče Kamnica do nove TP Volče znamenje (ki bo nadomestila obstoječo TP Volče) v dolžini 800 m in od TP Volče znamenje do začetka obstoječega KB proti TP Gostol v dolžini 130 m. DV na tem območju se ukinejo.

Pomembnejša dolgoročna investicija na področju Tolmina je povezava Podbrdo – Bohinjska Bistrica, ki se gradi skupaj z Elektro Gorenjsko d.d. Povezava se bo na naši strani začela v Podbrdu zaključila pa v RTP Bohinjska Bistrica 110/20 kV. Slednja bi omogočila dolgoročno zankanje področja Podbrda, ki mu v nasprotnem primeru ne bi mogli zagotavljati zadostne zanesljivosti.

S prevzemom napajanja dela omrežja iz RTP 110/20 kV Bohinjska Bistrica. Poleg kablovoda bo potrebno zgraditi še razklopno točko, ki bo omogočala fleksibilnost napajanja med področjema in lokacijo meritev. O gradnji kablovoda je bil sprejet sporazum z Elektro Gorenjsko d.d., ki predvideva gradnjo tega omrežja do leta 2024.



Slika 47) Povezava Podbrdo – Bohinjska bistrica skozi Bohinjski predor.

S povezavo se bo izboljšala zanesljivost napajanja odjemalcem priključenim na odcep Zarakovec – Podbrdo, ki bi jim v nasprotnem primeru zelo težko zagotovili višjo zanesljivost napajanja zaradi konfiguracije terena, ki ne dopušča zankanja v sosednje omrežje. S tem povečujemo zanesljivost

napajanja Podbrda, povečujemo med-distribucijsko sodelovanje, odpravljamo nepotrebne izgube v omrežju in povečujemo zmožnost priklopa dodatnih razpršenih virov na področju.

Kot optimalna razklopna točka med omrežji se kaže Zarakovec, kjer sta že instalirana dve daljinsko vodeni stikali. Sam izvod bo tako prevzel relativno nizko moč (pod 0,5 MW). Moč proizvodnje razpršenih virov iz HE je na tem področju višja od porabe.

Predvidena je tudi daljša nova povezava Trebuša – Daber, ki bo omogočila zankanje Šentviške gore iz Trebuše. Po regionalni cesti se je ob njeni obnovi omogočila nadomestitev daljnoveoda s kablovodom. Kablovod bo nadomestil daljnoveod na odseku in vzankal odjem Šentviške gore in s tem povečal zanesljivost in znižal dolgoročne stroške vzdrževanja.



Slika 48) Nadomeščanje daljnoveoda s kablovodom Trebuša - Daber.

Območje RTP Cerčno

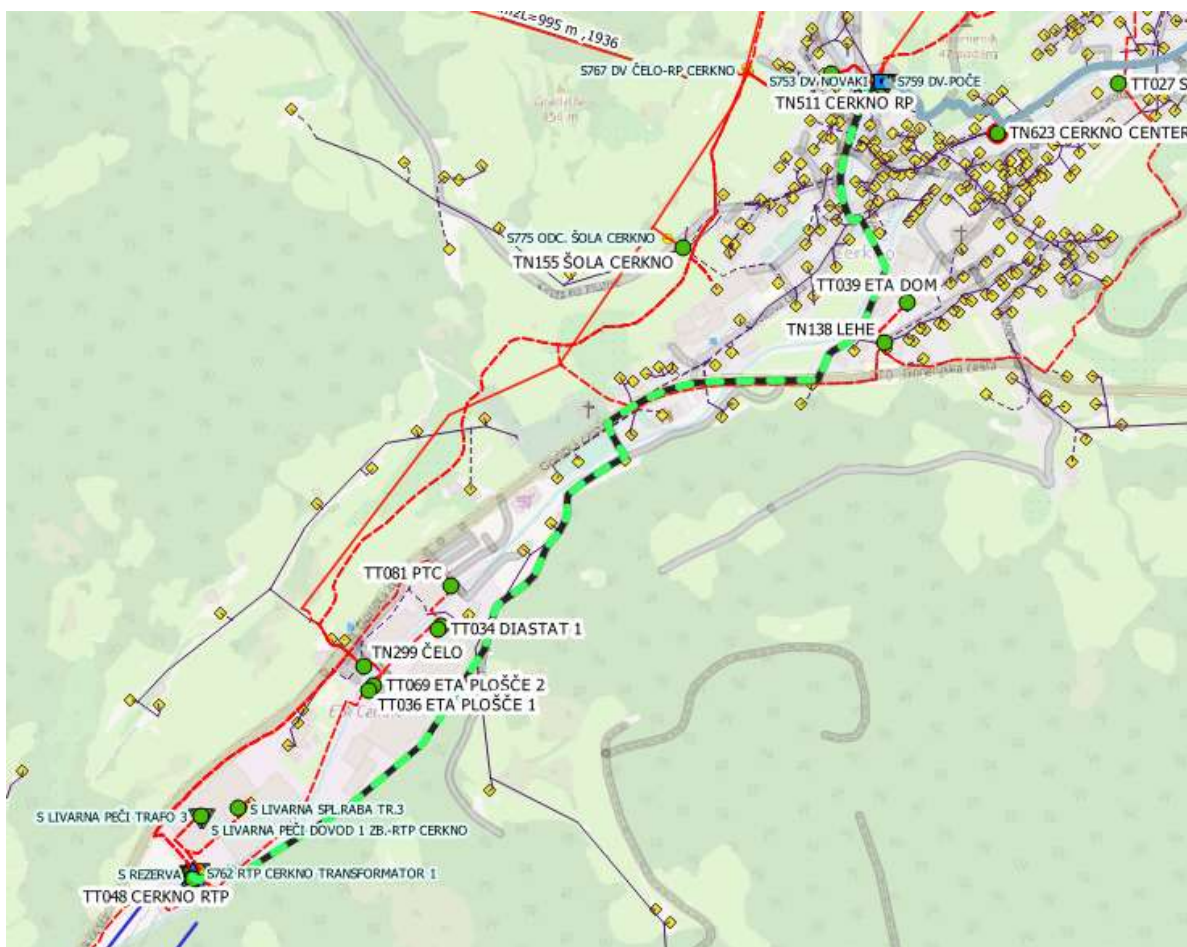
Na področju Cerčna je se bo ob ustreznem prostorskem razvoju SNO srednjeročno ukinil RP Cerčno 20 kV. Tega bodo nadomestili novi izvodi iz RTP, saj je razdalja med objektoma premajhna, da bi bilo vzdrževanje RP upravičeno.

Po odkupu RTP Cerčno 110/20 kV je vzdrževanje in razvoj stikališča v objektu prevzela EP. Predvidoma se bo do leta 2025 obnovila primarna in sekundarna oprema stikališča 20 kV. Rekonstrukcija predvideva nove celice, s katerimi bomo nadomestili tiste v RP.

Objekt RP Cerčno 20 kV je bil zgrajen predvsem zato, da je omogočal ustrezno stikalno fleksibilnost na področju pred prevzemom lastništva stikališča in dela transformacije.

Če bi bilo možno se RP Cerčno 20 kV ukine takoj po nadgradnji 20 kV stikališča, ki je predvidena za leto 2025-2026, ko bi dogradili ustrezne celice stikališča. Slednje bo mogoče le, če se bo do takrat vzpostavilo nove povezave med objektoma, tako, da bo odločitev odvisna od možnost umeščanja infrastrukture v prostor.

Če bi se investicije v kabselske povezave med objektoma zamikale v RP Cerčno zaradi starosti, ne bo druge možnosti, kot da se izvede rekonstrukcija sekundarne opreme, dolgoročno je ta varianta dražja, saj potrebe po RP v neposredni bližini RTP ni. Dolgoročni cilj EP mora biti znižanje števila nepotrebnih RP v bližini RTP, ki ne prispevajo k izboljšanju zanesljivosti omrežja.

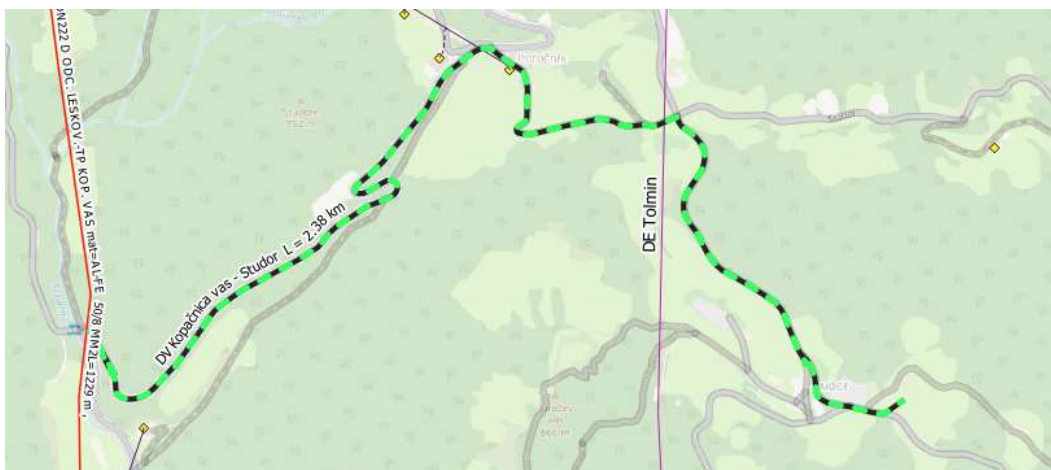


Slika 49) Ureditev povezav med RTP Cerčno in RP Cerčno (fiktivna razvojna povezava).

Razplet omrežja:

- Obstoječi KB izvod RP Cerčno iz RTP Cerčno bi preimenovali v izvod Zarakovec in ga mimosedanje RP spojili s KB/DV Zarakovec,
- za napajanje izvoda Novaki bi morali zagotoviti nov KB izvod iz RTP in ga mimo sedanje RP spojiti s KB/DV Novaki (z možnostjo dodatnega KB, če se bodo povečale obremenitve na smučišču Cerčno),
- KB izvoda Sigade iz RP Cerčno se na JZ delu prekine in z dvema KB vključi v RTP: prvi KB bi spojili s KB proti TP Sigade, poleg te TP bi napajal še TP RP Cerčno in v nadaljevanju omrežje sedanjega izvoda Cerkljanski Vrh; drugi KB bi spojili s KB proti TP Lehe, ta izvod bi napajal omrežje sedanjega izvoda Sigade od TP Lehe dalje,
- za napajanje izvoda Poče bi bilo težko utemeljiti svoj KB izvod iz RTP, zato se izvod Čelo mimo sedanje RP Cerčno poveže z izvodom Poče,
- RP Cerčno se ukine, na tej lokaciji ostane TP RP Cerčno.

Dolgoročno sta na območju napajanja RTP Cerčno 110/20 kV predvideni dve možni povezavi s sosednjim distribucijskim sistemom: Kopačnica – Studor, Na lokvi – Kalar. Vse je odvisno od povečav obremenitev na našem in sosednjem omrežju EG, ki utemeljujejo nove povezave in prioritetenega seznama investicij.



Slika 50) Povezava Kopačnica vas – Studor 2,4 km.

Območje RTP Idrija

Na področju napajalnega področja RTP Idrija 110/20 kV je potrebna ločitev mestnega in podeželskega omrežja. RP Idrija in dalje RP Črni vrh se napaja po mestnem izvodu RP Idrija, ki dalje napaja podeželske RP.

Motnje, ki se pojavljajo v omrežju sicer niso tako velike, kot smo jih zaznali v Bovcu, saj ima RTP Idrija 110/20 kV bistveno višjo kratkostično moč v 20 kV kabelskem omrežju kot Kobarid.

Osnovni cilj je ukinitvev RP Idrija kot objekta (znižanje obratovalnih stroškov) in posodobitev strukture omrežja [4]. Ključni problem je zastarelost zaščit, ki so vgrajene v tem objektu in že povzročajo neustrezno delovanje ob dogodkih v omrežju. Objekt kot tak pa je potrebno vzdrževati in povzroča nepotrebne obratovalne stroške.

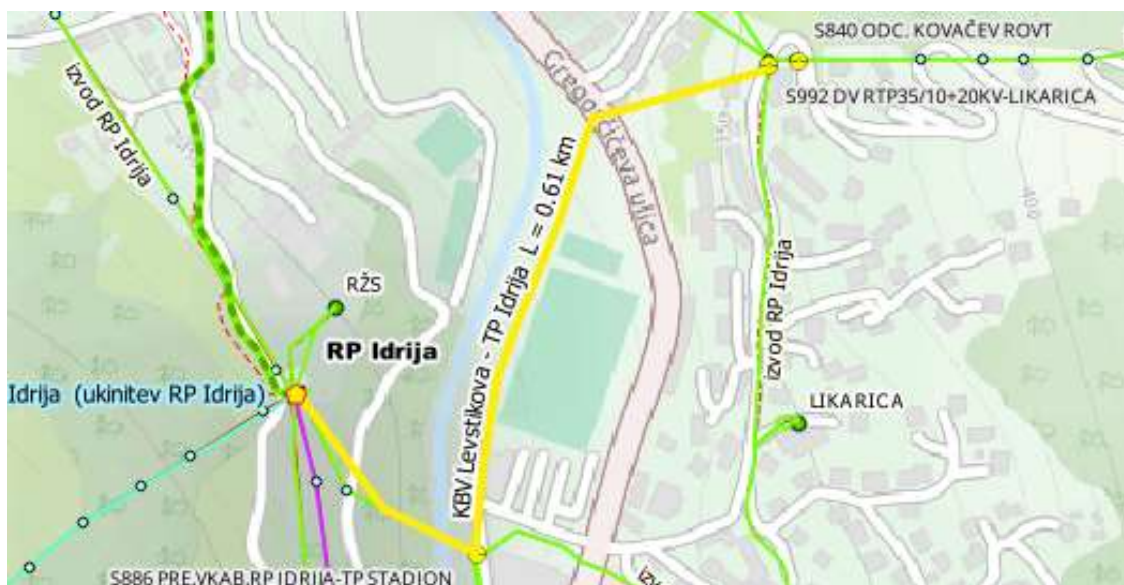
Tudi pri rekonstrukciji tega objekta se zaradi zamika izgradnja povezave Spodnja Kanomlja – Kanomlja šola, saj se čaka na obnovo ceste.

Prva faza je izgradnja kabelskega omrežja med TP Kanomlja in Kanomlja šola, ki bo uredil napetostne razmere odjemalcem v dolini Kanomljice predvsem pa služil za ustrezno ločitev mestno omrežje, saj se bo po njem napajal odjem izvoda Vojsko.



Slika 51) Kabelska povezava za napajanje izvoda Vojsko po trenutnem izvodu Kanomlja (podlaga OSM).

Dalje se bo v prvi fazi izgradilo ustrezno kabelsko povezavo med TP Levstikova v smeri proti RP Idrija. S tem bo lahko RP Idrija 20 kV že možno ukiniti. Na področju RP Idrija, ki zagotavlja tudi napajanje odjema prebivalcem v okolici objekta bo potrebno zgraditi novo transformatorsko postajo, ki lahko služi tudi za ločitev v smeri proti Kanomlja. Povezava še vedno ni zaključena zaradi problemov pri umeščanju v prostor in skupaj z zakasnitvijo povezave Kanomlja Šola – Kapiše povzroča zakasnitev ukinitve objekta. Slednje predstavlja veliko omejitev za razvoj omrežja in povečuje stroške.



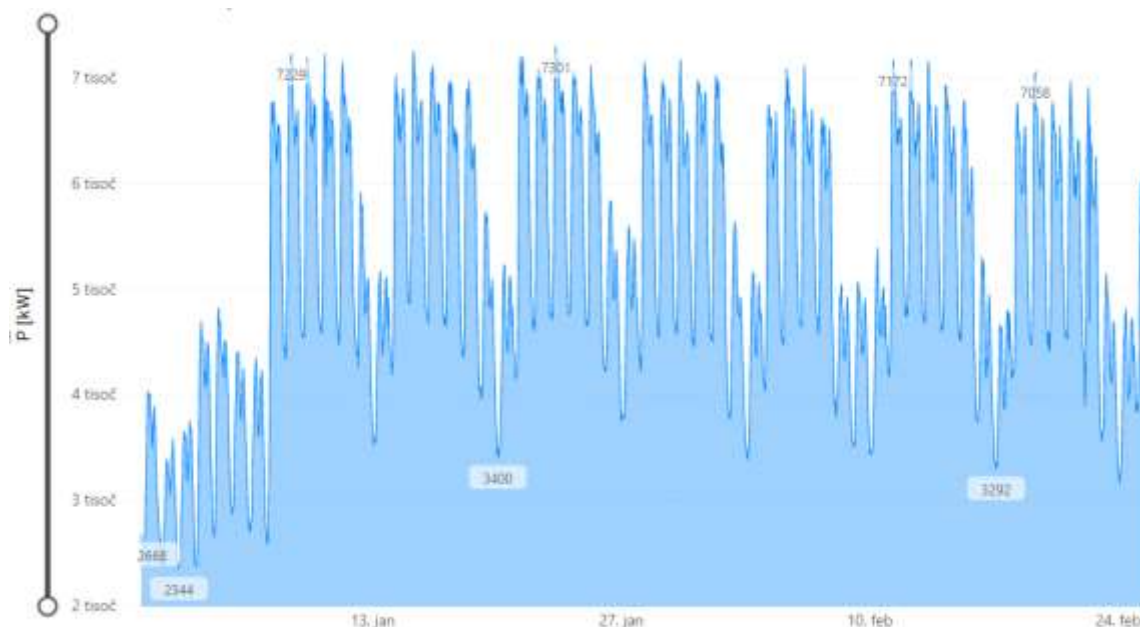
Slika 52) KB Levstikova - TP(RP) Idrija- predlog trase (podlaga OSM).

Pričakujemo, da se bo postopoma odprla možnost za izvedbo ustrezne kabelske kanalizacije med RTP Idrija v smeri proti trenutnemu RP Idrija skozi mesto, ki bo dokončno rešila problematiko mešanja podeželskega in mestnega omrežja in omogočila dolgoročno zadostne prenosne zmogljivosti SN vodov tudi ob večji elektrifikaciji odjema in povečanju kapacitet industrije.

Slednja igra veliko vlogo pri dolgoročnem razvoju odjema tega področja, saj se ob večji povečavi odjema lahko pojavi neposredna potreba po ojačitvi omrežja.

Če bi vsota moči obeh vodov presegla 9,3 MW bi bilo potrebno poiskati novo traso za rezervo izvodoma skozi mesto, razvoj povezave RP Idrija – TP Levstikova postane s tem brezpredmetna.

Skupne obremenitve v preteklih dveh letih ostajajo pod to vrednostjo. V preteklem 2. letnem obdobju skupna moč ostaja pod temi vrednostmi. Predvidoma bo konec 10 letnega obdobja potrebno izgraditi nov kablovod za rezervo industriji.



Slika 53) Odjem izvodov Mesto in Industrija.

RP Črni vrh se napaja iz RTP Idrija. Problematika se na tem področju kaže predvsem v veliki gostoti razpršenih virov in dolgega nadzemnega omrežja. Posledično so dvigi napetosti visoki, prav tako je relativno visoko število prekinitev.

Na področju bo poleg kabliranja izvoda iz RTP Idrija proti RP Idrija potrebno razmišljati o uporabi prožnosti za regulacijo jalove moči virov.

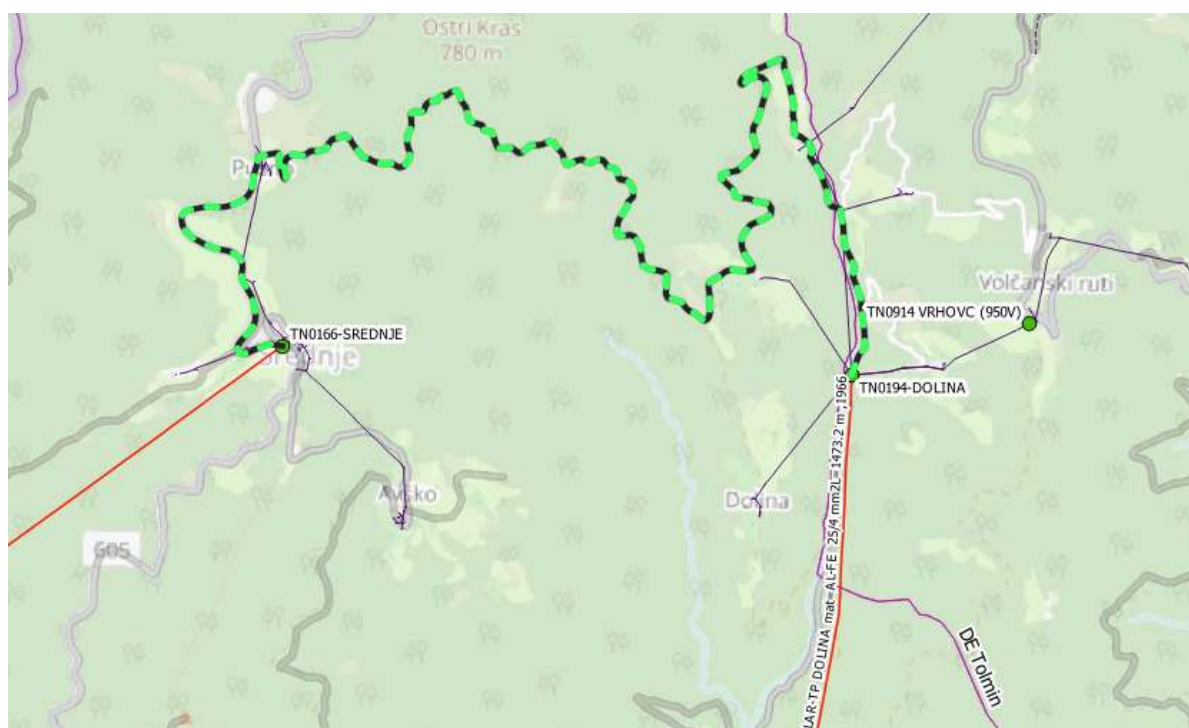
4.2.2 Razvojna problematika DE Gorica

Dolgoročni razvoj omrežja je predviden v razvojnih študijah REDOS 2040 [5] - Razvoj elektrodistributivnega javnega podjetja Elektro Primorska – Spodnja Soška dolina, Goriško in Vipavsko. V tem delu navajamo le ključne investicije tega investicijskega obdobja, ki so študijsko utemeljene.

Območje RTP Plave

Na napajalnem področju RTP Plave ni večjih razvojnih problematik, ključni problem predstavlja stanje objektov RP, kjer prednači RP Dobrovo zaradi zastarele zaščite in objekta. RP Kanal, ki napaja področje Doblarja, Lig-a, Kal nad Kanalom in samo mesto Kanal. Gre za RP, ki se napaja po dveh daljnovodih iz RTP Plave. V objektu se je spremenilo napajanje tako, da se je zbiralke razdelilo na dva dela: zbiralke, ki napajajo pretežno mesto Kanal in zbiralke, ki napajajo podeželje in imajo posledično večje število upadov zaradi kratkotrajnih prekinitev.

Najbolj izpostavljen izvod v tem objektu je predvsem izvod Lig, ki bi mu bilo potrebno zagotoviti ustrezno zankanje na sosednje omrežje. Za to obstajata dve možnosti ena iz strani Goriških Brd (Korada) in druga po izvodu Doblar. Glede na dostopnost terena se razmišlja o slednji možnosti.



Slika 54) Zankanje Dolina – Srednje.

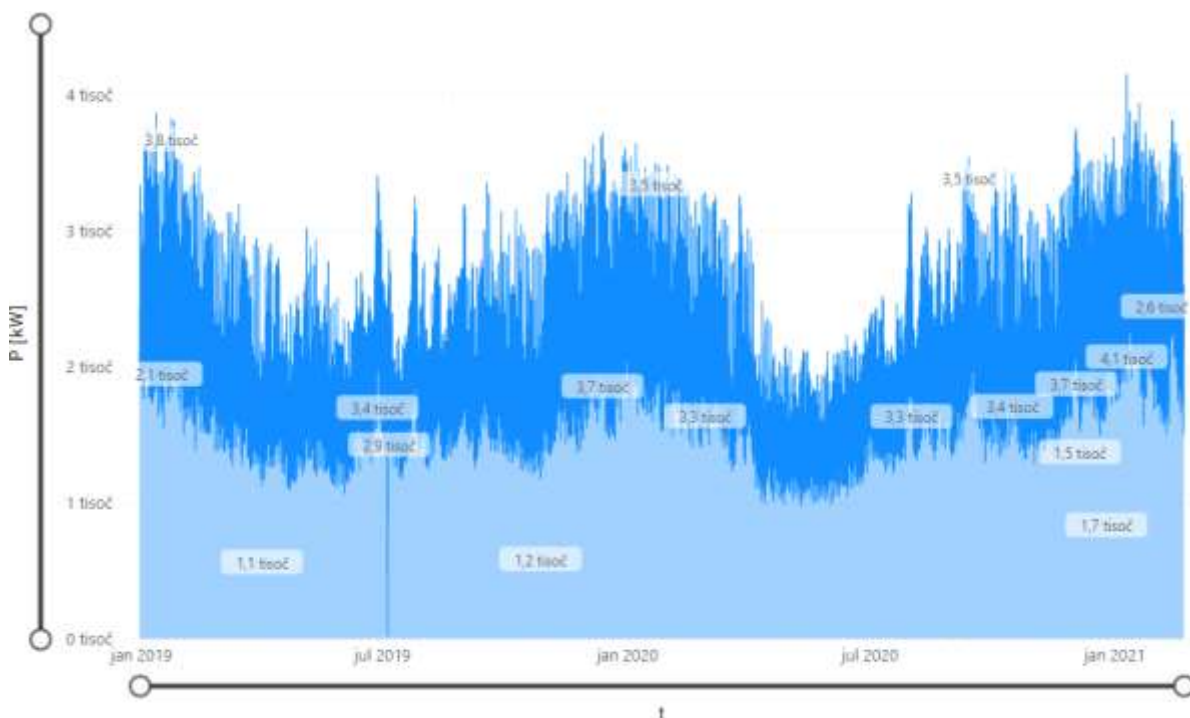
Na področju Brd, ki se po dveh daljnovodih napajajo iz RTP Plave so ključni projekti zankanje podeželskega omrežja. Še vedno ni zgrajena povezava med izvodom Biljana in odcepom za Kojsko (TP Gorenje cerovo – TP Hum blok - 1km) - **Napaka! Vira sklicevanja ni bilo mogoče najti.** , čakamo na uskladitev infrastrukturnih projektov na trasi.

Poleg tega je potrebno RP Dobrovo, ki je ključni objekt na tem področju obnoviti, saj je oprema na koncu življenjske dobe. Gre za pomemben objekt, ki napaja relativno visoko moč v primerjavi z ostalimi RP na področju EP, višje obremenitve ima le še RP Razdrto. Skupno izvoda Dobrovo in Brda dosežata v zimskih mesecih do 4,1 MW delavne moči. Z izgradnjo industrijske cone v Dobrovem pa bo ta moč dolgoročno še višja.

Ob rekonstrukciji je smiselno vzpostaviti nov izvod Višnjevnik, ki skrajša izvod Neblo iz RP Dobrovo in je zaradi relativno enostavne vzpostavitve poceni in učinkovita rešitev za izboljšanje kakovosti napajanja in olajša obratovanje.

Izvod Višnjevnik bi lahko dolgoročno služil za osnovno napajanje RP Dobrovo s povezavo med Korado in Višnjevnikom. Pri vzpostavitvi te povezave je nujno potrebno omeniti problematiko prehajanja čez Strmec oziroma, povezavo Plave – Vrhovlje, ki je trenutno grajena v daljnovodni izvedbi. Prehod iz daljnovodne v kabelsko izvedbo bo zaradi lastnosti terena in prehoda čez greben problematična. Gre za dolgoročni projekt.

Povezava bi zaradi kabelske izvedbe, krajših dolžin bistveno izboljšala napajanje tega področja.



Slika 55) Skupna moč izvodov Brda (2019->2021).

Dolgoročno oz. v primeru večjih povečav obremenitev je potrebno razmišljati tudi o izgradnji kablovoda iz Gorice, še posebej v primeru bistvene povečave e-mobilnosti.

Območje RTP Gorica

V RTP Gorica 110/20 kV je trenutno zadostna rezerva transformacije glede na obremenitve. Proti koncu načrtovalskega obdobja bo potrebno zamenjati zaščito transformatorskim poljem in sekundarno opremo 20 kV stikališča. Zaradi velike dolžine nadzemnih vodov in velikega števila kratkotrajnih prekinitev se bo vgradila Petrsenova dušilka s katero bomo poskušali zmanjšati število kratkotrajnih prekinitev na podeželskem omrežju.

Zaradi dolgih nadzemnih vodov zaznavamo večje število prekinitev na podeželskih izvodih, ki se napajajo iz RP Grgar. Delno se problem rešuje z zankanjem posameznih izvodov tega RP med seboj, potrebno pa bo zgraditi tudi ustrezno rezervo na sosednja omrežja s katerim bomo zanesljivost še dodatno izboljšali. Nekatera manjša zankanja so na tem področju že bila izvedena v obdobju preteklega razvojnega načrta. Delno bo k izboljšanju zanesljivosti pripomogla tudi vgradnja Petrsenove dušilke.

Ključni problem SNO na področju Gorice je neurejena struktura mestnega omrežja. Dolgi razvejani izvodi s pretečeno starostjo kablov povzročajo veliko število izpadov v omrežju. Zato je nujno potreben

ustrezen razplet in obnova kabelskega omrežja. Gre za nekaj čez 10 km potrebnih obnov oz. nadomestitev, saj so kabli večinoma položeni direktno v zemljo brez kanalizacije. Podroben potreben razplet mestnega omrežja je predstavljen v študiji REDOS 2045 [5] .

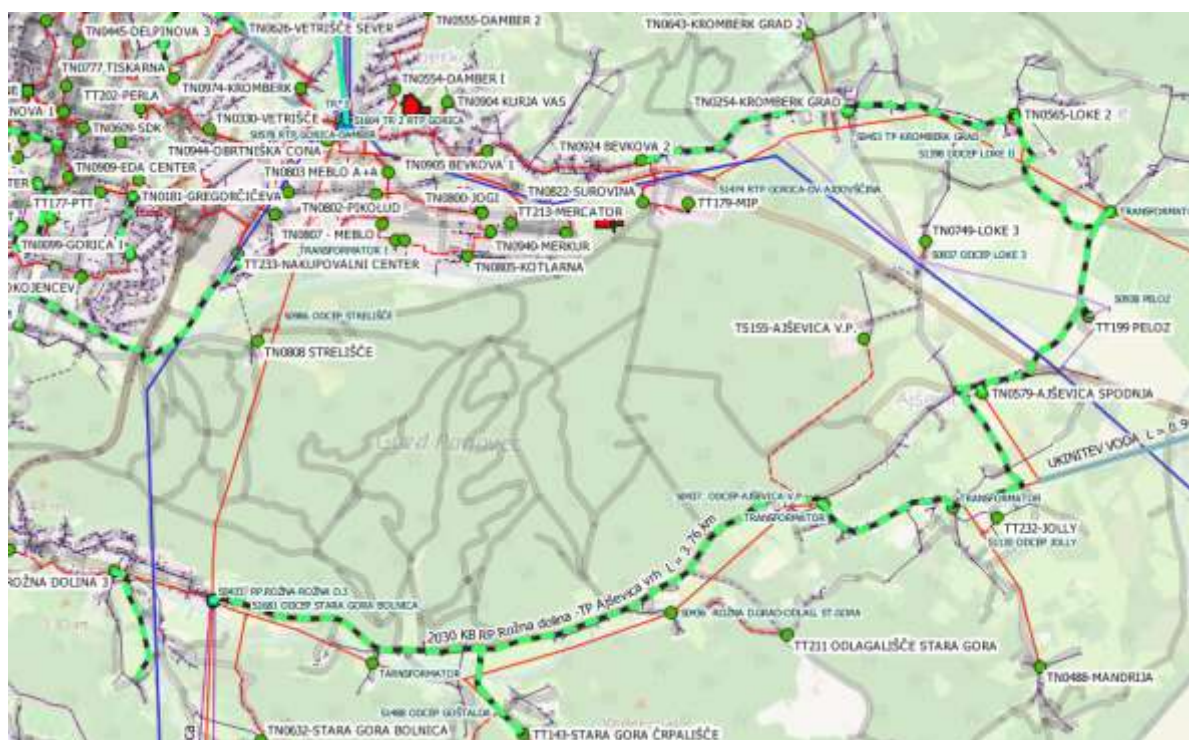
V preteklem obdobju se je kot začasno rešitev vzpostavilo objekt Ledine, ki združuje večino mestnih kablovodov v Gorici. S tem smo dobili potrebno fleksibilnost rezervnega napajanja omrežja, dolgoročno pa tovrstni objekti niso zaželeni, saj povečujejo stroške vzdrževanja omrežja.

Ključni element razpleta omrežja je izgradnja nove kabelske povezave Nakupovalni center – Majske poljane, ki bo omogočil lažji razplet omrežja na južnem delu Nove Gorice.

Veter, ki je značilen za dolino med Ajdovščino in Gorico povzroča večje število prekinitev na nadzemnem omrežju izvoda Ajdovščina iz RTP Gorica. Za reševanje tega problema bo potrebno izvod kablrati iz Gorice v smeri proti Ajdovščini. Kabliranje je potrebno tudi zaradi problematike napajanja OC Gojače. Ob pričakovani povečani elektrifikaciji bo kabliranje tega izvoda potrebno pospešiti, saj bo v nasprotnem primeru lahko prihajalo do previsokih padcev v rezervnih obratovalnih stanjih. Pri kabliranju izhodiščnega dela računamo na sodelovanje pri izgradnji kolesarskih poti, ki so predvidene na tem področju.

Novi KB bo treba položiti od konca obstoječega KB v bližini TP Mip do TP Ozeljan 1, TP Loke 3 pa se lahko ukine. Položiti bo treba tudi KB na relaciji TP Mip – TP Ajševica vrh. KB bo pozankal obstoječe TP od TP Kromberk grad do TP Ajševica vrh.

V obdobju do leta 2025 so predlagane naslednje ojačitve. Kabliranje omrežja od RP Rožna dolina do TP Ajševica vrh in dalje do TP Peloz. Zaradi izboljšanja zanesljivosti bo treba pokablit izvod Ajdovščina od TP Ozeljan 1 do TP Ozeljan 2 in pozankati TP na tem območju.



Slika 56) Pregled potrebnega razvoja na področju Ajševice (podlaga OSM).

S tem bomo zagotovili večjo zanesljivost in dolgoročno omogočali razvoj primestnemu delu Nove Gorice, ki funkcionalno spada pod mestno omrežje in posledično zahteva višjo zanesljivost.

Območje RTP Ajdovščina

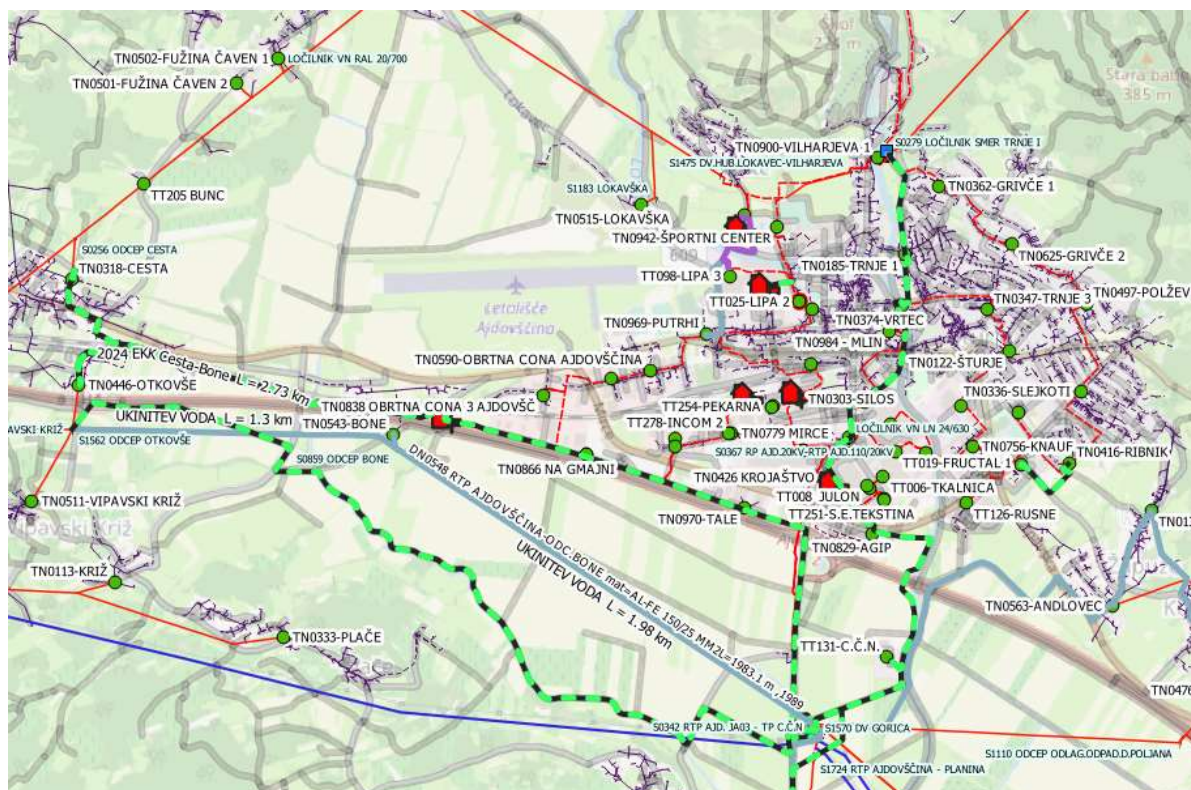
Za področje Ajdovščine je značilen relativno visok porast obremenitev zaradi aktivnega gospodarstva v obrtni coni. Posledično se je v preteklem obdobju zamenjalo transformacijo v RTP, zaradi starosti pa obnovilo 20 kV stikališče. Zaradi starosti pa ELES predvideva rekonstrukcijo 110 kV stikališča, kar bo zahtevalo sinhronizacijo razvojnega načrta in investicije iz strani EP.

Visok porast obremenitev v industrijski coni zahteva pospešitev investicij v kabelsko napajalno omrežje, saj so predvideni večji porasti obremenitev.

Že kratkoročno bo treba zagotoviti dodatni KB izvod iz RTP Ajdovščina do RP HE Hubelj. Izvod Hubelj - Predmeja bo prevzel napajanje DV izvoda Predmeja in kratkoročno tudi DV izvoda Lokavec. S tem bo omogočena ločitev podeželskega omrežja od mestnega. V novo KB povezavo od TP Putrhi preko TP Lipa 3 do TP Gradišče Ajdovščina se bo vzankala nova TP Lokavska 2. Kabelska kanalizacija je delno že zgrajena. Investicija je vezana na gradnjo novega vrtca in obnovo občinske ceste.

Za rezervno povezavo med omrežji DE Gorica in DE Sežana bomo zgradili povezavo TP Koboli–TP Raša, ki poveže izvod Razdrto iz RTP Ajdovščina z izvodom Dutovlje iz RTP Sežana. Zagotavlja bo dvostransko napajanje odjemalcev na teh dveh izvodih. Ta povezava bi bila učinkovitejša od povezave DV Razdrto–TP Razguri, saj bi zagotavljala dvostransko napajanje večjemu številu TP. Poleg tega bi KB povezava DV Razdrto–TP Razguri potekala po trasi plinovoda M6, kjer problem predstavljajo velike višinske razlike, saj poteka po strmem terenu.

Za lažje prenapajanje RP Komen iz RTP Ajdovščina je predvidena obnova DV Planina iz RTP Ajdovščina od TP Štanjel do TP Tupelče 2. DV bo obnovljen z vodniki AXCES 3×95 mm².



Slika 57) Predviden razvoj omrežja n področju Ajdovščine (izvod Lokavec, izvod Gorica in Hubelj) .

RTP Vrojba 110/20 kV

Na področju RTP Vrtojba 110/20 kV imamo dve kritični energetske omejitvi. Prva je problematika napajanja Krasa (RP Komen, Sela), temu pa sledi energetska zadostnost povezav do industrije v Renčah, kjer so povezave močno preobremenjene.

S prej omenjeno izgradnjo novega izvoda Štanjel iz RTP Ajdovščina 110/20 kV se bo delno pokrilo potrebe napajanja Štanjela, najbolj problematično ostaja napajanje RP Sela 20 kV.

Povezave Šibelje – Sela, ki je reševala kritična rezervna obratovalna stanja na Krasu ni več, saj je kablovod presegel življenjsko dobo, rekonstrukcija pa ni možna. Potrebno bo dolgoročno reševanje napajanja iz drugih smeri. Slednje predstavlja velik problem za vzpostavitev rezervnega obratovalnega stanja področja ob izpadu enega izmed daljnovodov Vrtojba – Sela oz. Vrtojba – Komen.

RP Sela 20 kV je potrebno zaradi stare nezanesljive opreme obnoviti. Večja obnova objekta je predvidena v letu 2025.

Za ureditev ustreznega napajanja na področju med RP Komen in RP Sela tudi v rezervnem obratovalnem stanju je potrebno zgraditi ustrezno nadomestno kabelsko povezavo med RP Bilje v smeri proti Temnici [5].

Dolgoročno zanesljivo rezervno napajanje se zagotovi z zamenjavo obstoječih vodnikov z nadzemnim KB vodom Axcas 3 x 95 mm² na relaciji TP Štanjel – TP Tupelče 2 in od odcepa za TP Tomačevica 1 do odcepa za TP Mizarstvo makovec.

S tem dobi RP Komen 20 kV dve dolgoročno zadostni povezavi za zanesljivo napajanje Krasa.

Na izvodu Batuje iz RP HE Gradišče naj bi se že kratkoročno povečala obremenitev zaradi razvoja Obrtne cone Batuje. Če bo prišlo do povečanega odjema, bo treba postaviti novo TP, ki se vključi s KB od obstoječe TP Selo mizar.

Na izvodu Ciciban iz RP Sela je predvideno nadaljevanje kabliranja Opatjega sela. Kablira se odsek TP Opatje selo–TP Opatje selo 3 z vzankanjem nove TP Opatje selo Center. Kabelska kanalizacija je že zgrajena.

Na tem izvodu je zaradi slabega stanja DV za Lokvico predvidena vključitev nadomestne TP Lokvica v DV za TP Lokvica karavla in Opatje selo. Obstoječi DV se ukine. Na izvodu Gorjansko iz RP Komen je predvidena pokablitev dela DV od TP Aluminij Komen dalje. Za zagotavljanje ustrezne rezervne povezave za RP Komen je predvidena pokablitev dela izvoda Štanjel iz RP Komen. Pokabli se DV med odcepom za Pliskovico in odcepom za Mizarstvo Makovec. V Komnu bo treba postaviti nadomestno TP Komen 3.

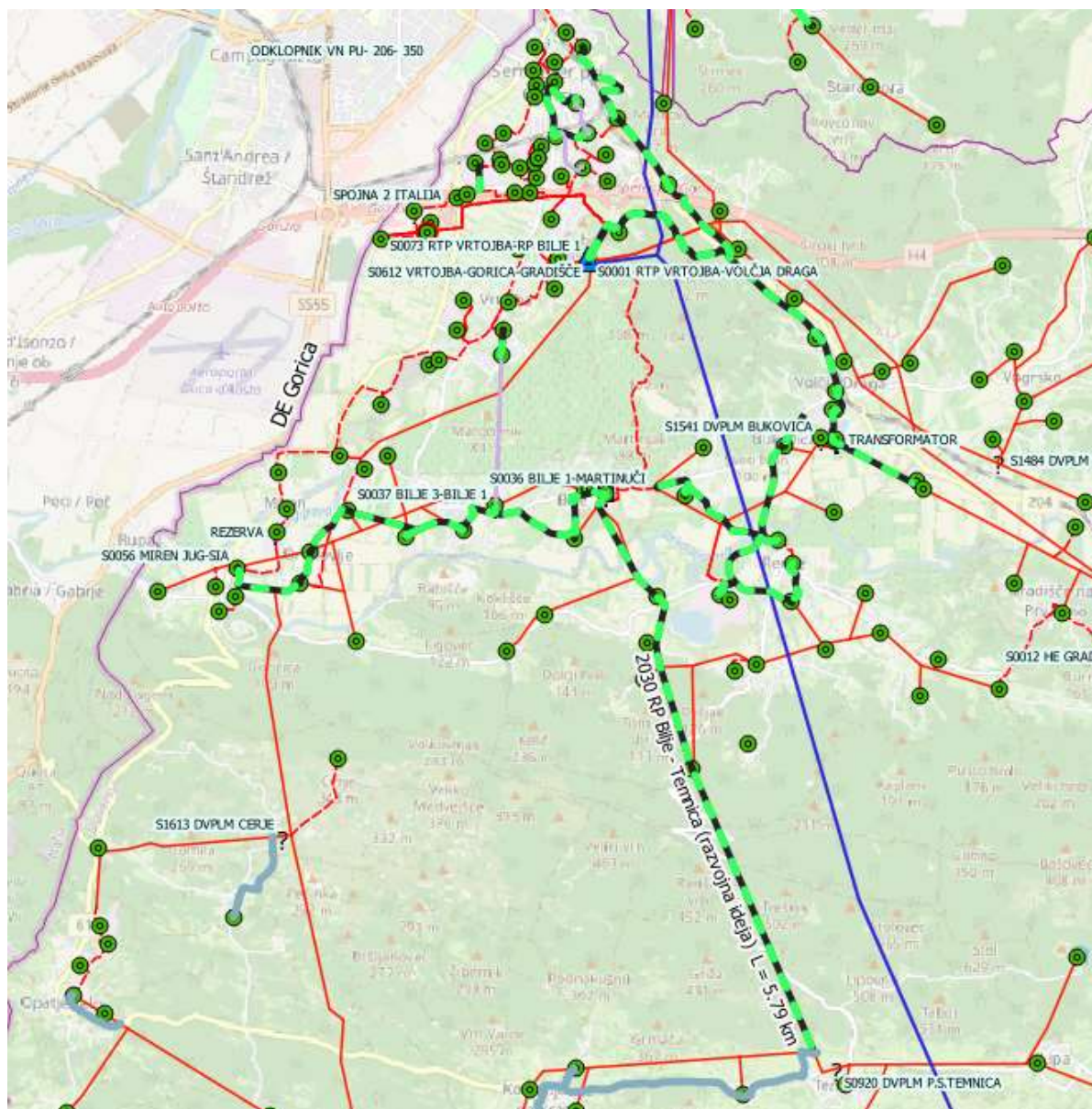
Zaradi predvidenega povečanega odjema na območju Krožišča pod Markovim hribom je treba zagotoviti nov KB izvod Šempeter 2. Nov KB bo potekal od RTP do TP Podmark 4. V ta KB se bo vključila tudi nova TP za napajanje novega stanovanjskega naselja Lada.

V Vrtojbi sta za ojačitev in ureditev mestnega omrežja na izvodu Šempeter predvidena nova KB na odsekih TP Na Pristavi–TP Vrtojbenska in TP Vrtojbenska–TP Črpalka, KB izvoda Šempeter se od TP Črpalka nadaljuje do TP Trg Ivana Roba in naprej do TP Bolnica. KB kanalizacija je že zgrajena.

Povezavi TP Na Pristavi–TP Črpalka in TP Vrtojbenska–TP Šempeter 1 se ukineta. Na izvodu Primex bo v bližini obstoječe TP ABK treba vključiti v omrežje novo TP OC Polje. Vzanka se v novo KB povezavo od KB proti TP ABK do KB proti TP Gatis Goriška. Na izvodu Bilje 3 iz RTP Vrtojba je predvidena postavitev nadomestne TP Vrtojba jug in vključitev te TP z DV z vodniki AXCES 3×70 mm², ki bo nadomestil obstoječi DV z Al/Fe vodniki.

Obstoječi DV od TP Vrtojba jug do TP Bilje 3 se ukine. Že kratkoročno je predvidena gradnja kabelske kanalizacije sočasno z gradnjo kanalizacije, in sicer od konca obstoječega KB izvoda Renče iz RP

Bilje do Renč. Na izvodu Primex iz RTP Vrtojba bo treba vključiti v omrežje novo TP MMP Vrtojba 3. Vzanka se v obstoječi KB med TP Lesnina in TP Primex pri odcepu za TP Lesnina.



Slika 58) Ključne kratkoročno in dolgoročno predvidene povezave na področju RTP Vrtojba 110/20 kV (podlaga OSM).

4.2.3 Razvojna problematika DE Sežana

Dolgoročni razvoj omrežja je predviden v razvojnih študijah REDOS 2045 - Razvoj elektrodistributivnega podjetja Elektro Primorska – Notranjsko –Kraško območje [6] . Tu navajamo le ključne investicije tega investicijskega obdobja, ki so študijsko utemeljene.

Območje RTP Postojna

S preходом drugega sistema 110 kV DV na 110-kV obratovanje, se RTP Postojna vzanka v 110-kV omrežje.

Na območju Postojne se zgradi nova ENP Postojna. Za zagotavljanje glavnega napajanja se ob avtocesti položi novi čisti KB Al 240 mm², ki se ga poimenuje izvod ENP 1. Rezervno napajanje bi lahko zagotovili s postavitvijo vzporednega KB izvodu ENP 1, vendar je tudi na območju mesta Postojne treba urediti strukturo omrežja. V nadaljevanju je predstavljen razvoj klas strukture, kjer t.i. rezervni KB nudi rezervno napajanje za ENP Postojna.

Klas strukturo omrežja na mestnem območju Postojne sestavljajo izvodi:

- izvod ENP 1, ki je čisti napajalni izvod za ENP Postojna.
- izvod Klas ENP, služi za vzpostavitev klas strukture, zato se skozi mesto (obstoječa EKK) položi KB Al 240 mm² do ENP Postojna. V normalnem obratovalnem stanju je neobremenjen, v rezervnem pa zagotavlja rezervo preostalim izvirom.
- izvod Zalog (nekdanji izvod Kazar), ki napaja naslednje TP: Zalog, BS Petrol Postojna, Cestna baza, Oles, O.C. Postojna, Pet pak PO, O.C. Kazarje, Transavto, Mercator center Post., Zeleni biser, Iskra, Športni park, Sodišče, Hotel Kras, Center, Zdravstveni center, Stolpnice, Gozdarska šola, P.T.C. Postojna.
- izvod Avtocesta (PO), služi za napajanje naslednjih TP: Postojna AC, Fekalijs, Stara Vas (radialno napaja TP Stara vas 1 in TP Primorje Stara vas), Veterinarska klinika, Kremenca 5, Kremenca 4, Kremenca 3 (Špice Postojna), Kremenca 2, Kremenca 1, Volaričeva, Ovčje staje, Kolodvor, O.C. Kolodvorska, Grafika, Vojkova, Notranjska, Komunalna cona, Pod Javorniki in Gornji Burger.
- izvod RTP Postojna 20/10 kV, napaja omrežje proti Postojnski jami, kjer so TP: Hotel Jama, Jama 2, Jama 3, Pivka Jama (za prehod na 20 kV napajanje se zamenja KB TP Jama 2–TP Jama 3, stanje 20 kV KB TP Jama 3–TP Pivka Jama se preveri); območje v smeri Planine, kjer so TP: Razklop Ravbarkomanda, Ravbarkomanda, Mačkovec, Mačkovec 1, TP Malni vodovod; odsek omrežja proti Jeršici, ki zajema TP: RTP 20/10 kV Postojna, RTP Učni center 1 (Učni center 2), Petrol AC, Jeršice. Transformacija 20/10 kV se ukine, ohrani se TP s tem imenom (TP RTP 20/10 kV Postojna). Ob vgradnji dodatnih celic v RTP 110/20 kV Postojna oz. ob gradnji obvoznice za Postojnsko jamo, se zgradi novi KB izvod, ki bo napajal območje Postojnske jame, OC Veliki otok, Učnega centra in Jeršice, medtem ko se obstoječi izvod uporabi za napajanje območja Malnov in Planine.

Predvidena je izgradnja dveh novih KB Al 240 mm² do RP Razdrto, ki bosta močno izboljšala razmere v normalnem in rezervnem obratovalnem stanju, obenem pa bosta omogočila priklop novih RV predvidenih za to območje. V RP Razdrto se opravi rekonstrukcija 20 kV stikališča, pri tem bo opravljen prehod iz enosektorskega sistema na dvosektorski sistem, čigar namen je doseganje večje fleksibilnosti pri rezervnem napajanju. V celoti se zamenja tudi primarna in sekundarna oprema. Iz RP Razdrto se zgradi tudi nova KB (Al 240 mm²) povezava do TP Laže Kamnolom 1, kjer bo na opuščenem območju kamnoloma stala nova SE. V novi izvod SE Laže se vzanka še Profiles pletirnica

(oz. vse TP podjetja Profiles), TP Razdrto, TP Laže cestarska hiša, TP Asfaltna baza Laže, TP Separacija Laže, TP Laže Kamnolom 1 in TP Laže. V prihodnje pa bo treba povezati izvod SE Laže z RP Senožeče.

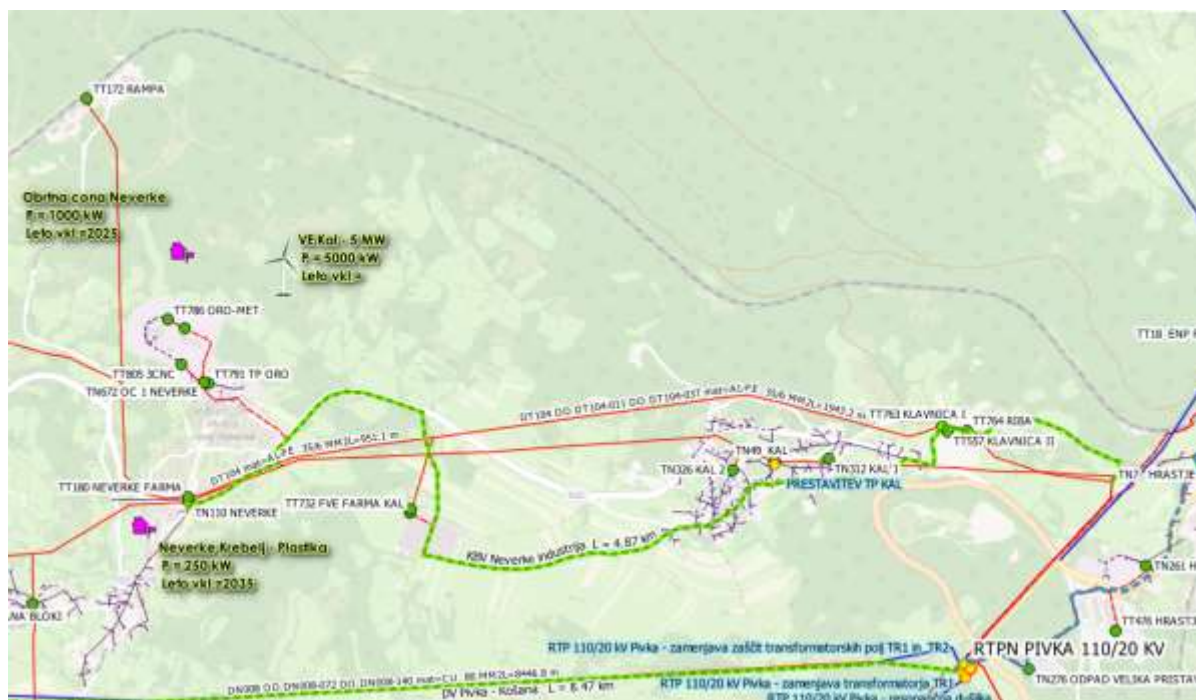
Na območju Planine je predvidena pokablitev omrežja od TP Staje, vmes si sledijo še TP: Lepena, Planina vzgojni zavod, Kačja vas, Planina šola in Gornja Planina, vse do TP Spodnja Planina. Za sklenitev zanke je treba zgraditi še povezavo med TP Spodnja Planina in TP Malni vodovod (KB odsek). Če pa v okolici gradu ne bo predvidenega povečanja obremenitev, potem se KB vrne do Gornje Planine in se priključi v obstoječi KB pri TP Malni vodovod (krajša povezava). Urejanje komunalne infrastrukture v Hraščah se izkoristi za kabliranje odcepa iz izvoda Hrenovice proti TP Hrašče. Postavi se tudi nova TP Hrašče 1, ki se poveže z obstoječo TP Hrašče.

Območje RTP Pivka

Za napajanje industrijske cone v Neverkah in vetrnih elektrarn VE Kal v neposredni bližini, gradimo kabelski izvod v skupni dolžini 4,87 km iz RTP Pivka v kabelski kanalizaciji v smeri proti Neverkam z materialom preseka Al 240 mm².

Kablovod bo rešil tudi trenutno že zasičeno omrežje z razpršenimi viri (zaradi prekomernih dvigov napetosti) v okolici Sušice, ki smo ga omenili v pogl. 3.1.3.

Predvideno je kabliranje izvoda Knežak od RTP Pivka do TP Pivka. KB se položi v obstoječo EKK, ki poteka skozi mesto. Obstoječi DV izvod Knežak se ukine, ohrani se le odsek za napajanje TP Velika Pristava (preveže se na izvod Prem).



Slika 59) Vzpostavitev novega izvoda za napajanje Neverk in VE Kal.

Na tem področju je problem tudi zaradi relativno visoke predvidene moči črpališča Padež (4 MW), ki bi ob izgradnji potreboval kabelsko povezavo do črpališča. Realizacija tega odjema še ni gotova, čeprav se je prav v preteklem obdobju ta znova pojavila kot razvojna možnost.

V razvojnih študijah je za odjem te cone predviden nov izvod skupne dolžine nekaj več kot 10 km, ki bi ga potrebovali ob realizaciji odjema. Kako bomo to področje napajali je odvisno od zahtev in tega ali bo do realizacije tega projekta prišlo v takšni obliki kot je predvidena, gotovo pa bo povezava potrebna že zaradi nadomestitve voda do Gorenjih ležeč, ki s predvideno ukinitvijo daljnovoda Divača – Pivka zahteva novo povezavo za zagotavljanje ustrezne zanesljivosti področja.

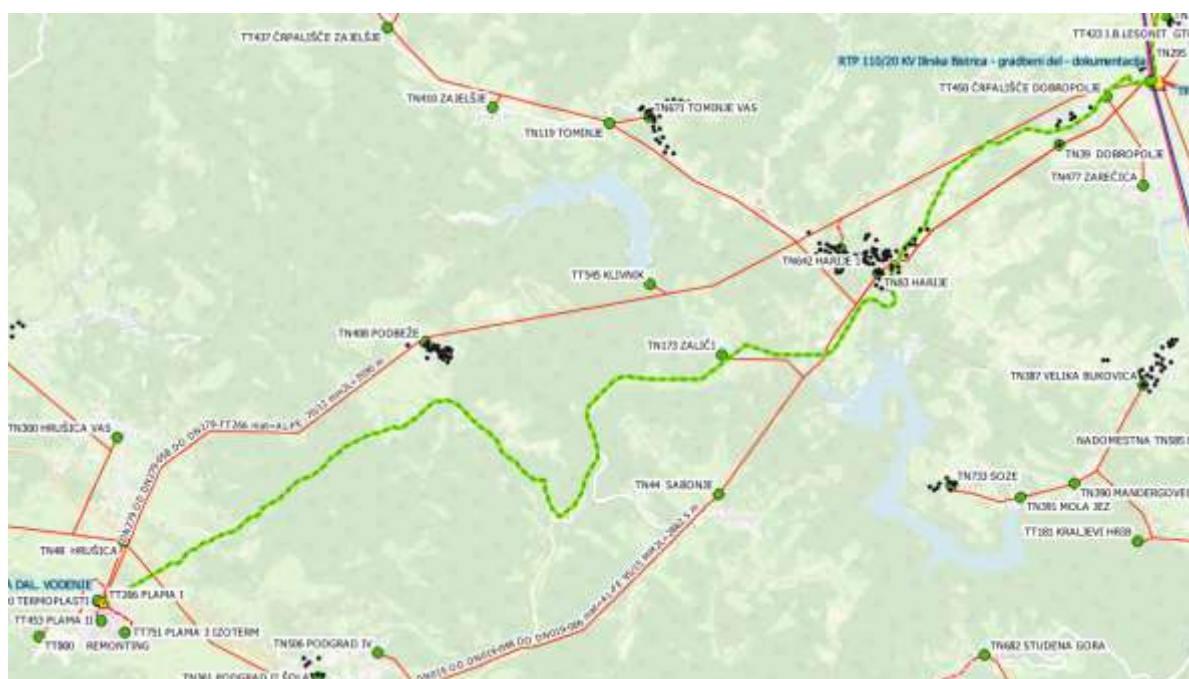
Območje RTP Ilirska Bistrica

Za ločeno napajanje podeželskega omrežja od mestnega, se zgradi nov KB izvod Šembije do TP Gabrje S-13, kjer se ga priključi na obstoječ KB, ki vodi do DV (Šembije). Gradnjo in traso novega izvoda Šembije, se unovči za zazankanje izvoda Mesto 1 z izvodom Mesto 2, zato se vzpostavi povezava TP Gabrje S-13–TP Pet Pak. Med TP Trnovo Gubčeva in TP Obrtna cona 1 se vzanka TP I.B. Lidl, povezavo proti TP I.B. Soča se opusti. Rekonstruirati bo treba povezavi TP I.B. Soča–TP I.B. Betonarna in TP I.B. Kamnolom–TP I.B. Vodovod, saj so obstoječi KB poškodovani zaradi uhajanja kemikalij iz bivše tovarne organskih kislin.

Zaradi problematičnega rezervnega napajanja industrijske cone (IC) Plama, bo treba ojačati omrežje do TP Plama. Vzpostavitev dveh novih KB izvodov se izvede v dveh fazah. Kratkoročno se unovči gradnjo povezovalnega vodovoda Ilirska Bistrica–Rodik za polaganje dveh KB iz RTP Ilirska Bistrica do Harij. V Harijah se prvi KB nadaljuje po trasi vodovoda, vmes vzanka TP Harije, kjer se priklopi na obstoječi DV izvoda Plama. Drugi KB pa se poveže na obstoječi DV izvod Podgrad.

Povezava na izvod Podgrad je zgolj začasna, zato se začetni del izvoda izklopi. Zaradi oddaljenosti IC Plama se uporabi KB Al $3 \times 240 \text{ mm}^2$ (npr. AXAL), saj je ugodnejši glede padcev napetosti, čeprav ima nekoliko nižjo prenosno zmogljivost kakor enožilni KB.

Izvod Plama se uporabi za primarno napajanje IC Plama, medtem ko je izvod Podgrad iz RTP Ilirska Bistrica namenjen sekundarnemu napajanju. Izvod Podgrad zagotavlja rezervo tudi istoimenskemu izvodu, ki se napaja iz RTP Hrpelje. Na območju Sviščakov se izvede rekonstrukcija nekaterih odsekov DV Sviščaki.



Slika 60) Predviden kablovod Ilirska Bistrica - Plama (Podgrad).

Trenutno je zaradi znižanja izgub odjem cone razdeljen med izvoda Plama in Podgrad iz RTP Ilirska Bistrica.

Območje RTP Sežana

V RTP 110/20 kV Sežana predstavlja problem sekundarna oprema 20 kV stikališča, ki jo bo potrebno v prihodnjem obdobju rekonstruirati.

Na izvodu Senožeče je trenutno priključena edina večja VE Dolenja vas 2,3 MW. Izvod je za priključevanje virov SN v celoti zasičen, izkoristile so se namreč tudi možnosti regulacije jalove moči

pri elektrarni. Dolgoročno reševanje napajanja bo potrebno v okviru jačanja omrežja v smeri proti Sežani oz. Divači v primeru novih vključitev virov jo bo potrebno ojačiti. Glede na potencial področja se to lahko zgodi že v naslednjih letih.

Za zvišanje zanesljivosti napajanja in za zagotovitev ustreznih razmer v rezervnem obratovalnem stanju, se območje Dutovelj vključi v mestni izvod Pršutarna. Pri tem se kabla omrežje od TP Tomaj naselje do obstoječega KB odseka pri TP Dutovlje Krasoprema, vmes pa se vzanka še TP Tomaj, TP Godnje, TP Dutovlje in TP Šola Dutovlje. KB povezava TP Raša–TP Koboli bo zagotavljala rezervno napajanje severnemu odseku izvoda Raša. Preko povezave bo mogoče prenapajati območje med Utovljami in Štjakom (DE Sežana), kakor tudi radialni odsek med TP Koboli in TP Slap (DE Nova Gorica).

Za ločevanje podeželskega in mestnega omrežja je predvidena izgradnja novega kabskega izvoda Kras, ki bo omogočil napajanje podeželskega omrežja do Dutovelj brez navezave na mestno omrežje in s tem znižal upade v omrežju.

Območje RTP Divača - Hrpelje

Problem napajanja na področju Hrpelj izhaja iz osnovnega napajanja RTP. Tega napaja enosistemski 35 kV daljnovod Divača – Hrpelje iz RTP Divača 110/35 kV. Daljnovod skupne dolžine 8 km predstavlja šibko točko tega področja. Trenutno je nanj priključena ENP Hrpelje Kozina. V RTP Sta instalirana dva 35/20 kV transformatorja, ki napajata odjem področja Hrpelj in Kozine.

Kot je bilo že pri pregledu obratovalnih lastnosti omrežja prikazano je trenutno konica odjema RTP 6,4 MW. Koncem leta 2021 na 2022 se je izdalo soglasja, ki bi lahko kritično vplivala na rezervna obratovalna stanja na področju.

Problem tega RTP ni v zadostnosti transformacije ampak v zagotavljanju rezervnega obratovalnega stanja ob izpadu edinega napajalnega voda. Predvideno rezervno obratovalno stanje je predvideno iz Dekanov po izvodu Divača.

Razlogi za vzpostavitev novega RTP Hrpelje:

- Vzpostavitev ustreznega rezervnega obratovalnega stanja je ob izpadu napajalnega 35 kV voda problematična, saj prihaja do visokih padcev napetosti pri rezervnem napajanju področja.
- Na področju se vedno znova pojavljajo želje po vključitvi večjih vetrnih elektrarn (izdano veliko število informacij o možnosti vključitve VE);
- Na področju je zaradi bližine avtoceste se **je izdalo soglasja za vključitev nove polnilnice Tesla;**
- Po izgradnji lahko ENP Črnotiče lahko vključimo v RTP Hrpelje 110/20 kV in s tem razbremenimo RTP 110/20 kV Dekani, kar dopušča v Dekani dodatni porast moči in sprost transformacijo.

Začasne rešitve tega problema lahko iščemo z obratovalnimi prijemi kot so vgradnja aktivne kompenzacije jalove moči za podporo napetosti v rezervnem obratovalnem stanju, nadgradnja oz. rezerva transformacije za področje, vgradnja večjega hranilnika za podporo napetosti in zmanjševanje lokalnih pretokov zakup večje količine garantirane fleksibilnosti, če bi bila ta na voljo na področju napajanja RTP Hreplje 35/20 kV.

Kratkoročno se bodo moči bistveno povečale zaradi napajanja gradnje predorov, kjer smo možnosti za začasni izklop odjema že izkoriščali v primeru rezervnih obratovalnih stanj. Ob pregledu celotne energetske slike vidimo, da je tovrstnih stanj kjer bi prihajalo do prekomernih preobremenitev relativno malo.

4.2.4 Razvojna problematika DE Koper

Za področje DE Koper je značilna visoka gostota odjema. Posledično gradimo omrežje večinoma s kabelskimi povezavami, ki zagotavljajo večjo prenosno zmogljivost in omrežje ustrezno zankamo, kot je to predvideno s kriteriji načrtovanja.

Razvojne usmeritve za ojačitve omrežja sledijo usmeritvam študije REDOS 2045 -

Opis izhodišnega obratovalnega s problematiko obratovanja je opisana v pogl. 3.1.4.

Iz razvojnega stališča moramo na področju DE Koper biti posebej pozorni na vpliv, ki ga ima turizem na razvoj omrežja v prihodnje. Za področje je značilen velik delež toplotnih črpalk, kar se kaže **v veliki odvisnosti obremenitev od temperature** in visokih zimskih obremenitev. Prav tako je velik vpliv klimatskih naprav v poletnih mesecih, ki višajo skupno obremenitev. Za »turistične« izhode je značilna višja poraba v poletnih mesecih, skupna konična obremenitev RTP pa se še vedno pojavlja v zimskih mesecih.

Prav zaradi turizma, predvsem dnevnih turistov, lahko na področju DE Koper pričakujemo velik vpliv e-mobilnosti na obremenitve omrežja v poletnih mesecih.

Zato bo potrebno v prihodnje biti še posebej pozoren na razvoj omrežja, ki mora biti zadostno za napajanje glavnih turističnih parkirišč na področju. Ocene dodatnih moči so odvisne od deleža pričakovane e-mobilnosti. Osnovne ocene že imamo in se uporabljajo za predvidevanje conskega odjema v procesu razvoja, bo pa na tem področju potrebno še veliko razvojnih naporov in tehtanja tveganj, da bi lahko ustrezno dolgoročno odgovorili na vprašanja z ustreznimi investicijami variantno.

Pri oceni deleža e-vozil na parkiriščih lahko računamo na največje deleže zasedenosti parkirišč z e-vozili prav na obali, kjer bodo dnevni turisti potrebovali relativno visok odjem za nadomeščanje porabljene energije.

Glavni energetski problem na področju Obale je napajanje RTP Lucije ob izpadu edinega 110 kV napajalnega daljnovoda. Problem je predvsem oddaljenost Lucije od transformacije 110/20 kV v Kopru.

Napajanje Lucije je v takšnem primeru na meji zmožnega kljub vzpostavljenim novim kabelskim povezavam med Koprom in Izolo.

Po izgradnji novega RTP Izola, prehoda drugega sistema dvosistemskega daljnovoda med Koprom in Izolo na 110 kV bo napajanje v primeru izpadov bistveno lažje, čeprav za konične obremenitve ne bo zadostnih prenosnih zmogljivosti vodov. Končna rešitev je gotovo izgradnja 110 kV kablovoda med Koprom in Izolo (ELES), ki je predvidena v sklopu podaljšanja obstoječe HC Koper – Izola do Lucije.

Največji odjemalec Luka Koper predvideva znatno povečanje moči zaradi prehoda na električno napajanje dvigal, tovornih vlačilcev in povečanja hladilnih kapacitet. Poleg tega se v prihodnosti pričakuje dodatno povečanje moči za električno napajanje ladji med privezom, ki je energetsko po moči izven dosega zmožnosti napajanja EP, saj se predvideva moči čez 50 MVA.

Energetska slika na obalnem področju je zaradi vsega naštetega težko določljiva in jo bo potrebno prilagajati sproti glede na energetske razmere in beležene poraste. Prilagodljivost bo odvisna od pravočasnega načrtovanja omrežja in obvladovanja tveganj.

Območje RTP Dekani

RTP 110/20 kV Dekani ima zastarelo sekundarno opremo 20 kV stikališča in sekundarno opremo transformatorjev. V ta namen se bo v naslednjem obdobju to obnovilo. V tem sklopu obnove je zaradi optimizacije dela predvidena tudi vgradnja Petersenove dušilke.

Transformacija 2x31,5 MVA je za enkrat še zadostna, vendar se lahko že v naslednjem 10 letnem obdobju zgodi, da jo bo potrebno razbremenjevati. Iz RTP se trenutno napajata dva ENP, Črni kal in

Črnotiče. Po izgradnji 2 tira naj bi ta sicer energetsko prevzel večji del obremenitev z novimi ENP. Če se to nebi zgodilo bo potrebno odjem ENP Črnotiče vezati na bodoči nov RTP Hrpelje.

Ker gre za kratkotrajne obremenitve zaradi ENP, obremenitve ne predstavljajo večje termične obremenitve transformacije, potrebno pa je paziti na nastavitev zaščitnih relejev.

Po razbremenitvi Lucije in Kopra odjema Izole bo to edini RTP, ki bi ostal blizu obratovalne meje 100% Sn posameznega transformatorja oz. 120% Sn v zimskih mesecih, če nov RTP 110/20 kV Hrpelje ne prevzame odjema ENP Črnotiče.

Poletne obremenitve trenutno še ne presegajo 100% Sn moči transformatorja. V zimskih mesecih pa smo v letu 2021 že presegli mejo 31,5 MW.

Če bi izhajali striktno iz kriterijev načrtovanja [1] [2], bi glede na obremenitve morali razmišljati o nadgradnji transformacije iz 2 x 31,5 MVA na 2 x 40 MVA v naslednjem 10 letnem obdobju ob ohranjanju trenutnega obratovalnega stanja. Računamo pa s prevzemom obremenitev ENP Črnotiče po izgradnji RTP 110/20 kV Hrpelje. S tem pridobimo dodatnih 7 MVA rezerve na transformaciji, ki bi ob zmernem prirastu obremenitev zadostovalo za naslednje 10 letno obdobje.

Izvoda Ankaran in Miljski hribi, ki si eden drugemu služita za rezervo dosejata skupno obremenitve 8,22 MW delovne moči, kar je mejna vrednost za rezervno napajanje te zanke.

Ob izpadu na začetku izvoda Miljski hribi lahko v času koničnih obremenitev obeh izvodov prihaja do preobremenitev omrežja na izvodu Ankaran. Zato je v NR vključeno kabliranje izvoda Miljski hribi za doseganje nižjih padcev napetosti. **Ob bistveni povečavi obremenitev (pospešena elektrifikacija) pa bo potrebno zgraditi nov izvod.** Problem predstavlja kabelska povezava z vodnikom AXCES 3 x 70 vgrajena na začetku izvoda Ankaran. Nova kabelska kanalizacija (KK) za premostitev tega problema je že v projektiranju.

Zaradi velike dolžine zanke bi kljub ojačitvi odseka nastal padec napetosti izven kriterijskih mej. Zato je v razvojnem načrtu in študijah predvidena povezava Moretini – Forteca oz. povezava, ki omogoča podobno prečno povezavo med vodoma.



Slika 61) Kabliranje izvoda Ankaran za zagotovitev ustreznega rezervnega obratovalnega stanja.

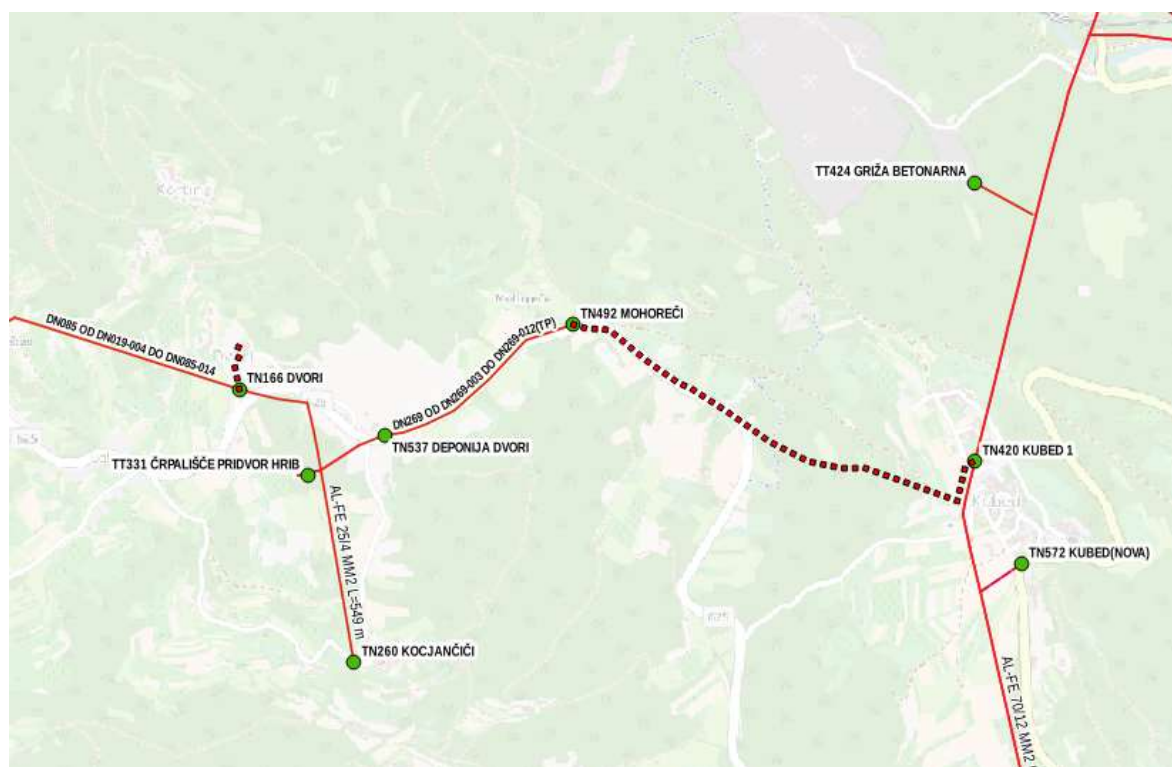
Zaradi visoke stopnje kabliranja je na tem RTP pričakovano povišanje kapacitivnih tokov iz 220 A na 370 A. Iz RTP bo potrebno za zagotovitev ustreznih prenosnih zmogljivosti med Luko Kopro in Dekani zgraditi dodatne kablove, saj pričakujemo porast obremenitev tega odjemalca, če ta nebi prešel v predvidenem času na 110 kV.

Na tem področju so predvidene še naslednje ojačitve omrežja:

1. **izvod Miljski hribi**; kabliranje omrežja na območju Škofij ter nove KB povezave proti Plavjam.
2. **Nov izvod Tinjan iz RTP Dekani**: nova KB zanka do Tinjana in nazaj čez Urbance, Badiha in Plavje na Škofije, kar dolgoročno omogoča ustrezno prenapajanje izvoda Miljski hribi do Škofij.
3. **Nov KB Izvod Rižana**: nov KB od RTP Dekani do TP Igrišče Dekani, za ločitev urbanega dela Dekanov od periferije. Nov KB izvod Rižana, bo napajal nadzemno SNO za Dekani, obstoječ KB izvod Rižana se preimenuje v izvod Dekani. Kabelska kanalizacija je delno že zgrajena.

Energetska zadostnost transformacije področja je tako odvisna od hitrosti razvoja, s trenutnimi obremenitvami v omrežju pa smo na obratovalnih mejah.

Predvideno je tudi zankanje omrežja med izvodom Vanganel in izvodom Kubed.



Slika 62) Zankanje - Mohoreči - Kubed.

Območje napajanja RTP Koper

Ključni razvojni problem napajanja tega področja je izredna odvisnost obremenitev od temperature, ki lahko dosega do 20% med leti in je posledica velikega deleža toplotnih črpalk. Transformacija bo v naslednjem obdobju zadostna. Glede na starost bi bilo potrebno nadomestiti transformator TR3, ki presega življenjsko dobo, zamenjati bi bilo potrebno tudi zaščito transformatorjev. Predvidena je razbremenitev objekta, saj se v prihodnje predvideva gradnjo nove RTP Izola 110/20 kV. Del odjema za napajanje se je napajal iz RTP Koper (5,1 MW delovne moči). V tem kontekstu se razmišlja tudi o nadomestitvi transformatorja TR1 (zamenjava potrebna 2029) z večjo enoto 40 MVA, ki bi omogočila

nadomestitev že vgrajenega transformatorja z isto močjo. Postopnost bo odvisna od predvidenega razbremenjevanja Luke Koper in Izole v naslednjem obdobju.

RTP Koper 110/20 kV je zaradi povečave odjema v poletnem času v prihodnje tudi najbolj izpostavljen vplivom prehodnega značaja, ki ga bo vnesla e-mobilnost. Slednja zahteva podrobno in skladno urejanje prostora v okviru prostorskega urejanja in lociranja polnilnic ob obstoječo infrastrukturo. Le na tak način se bo lahko ustrezno uredilo dolgoročno polnjenje e-vozil na tem področju.

Predvideno je zankanje Paderna – Križišče šmarje, ki bo povečalo zanesljivost napajanja izvodu Šmarje. Kasneje pa se zgradi tudi povezava Šalara 3 – Šalara 1.

Kot povsod v turističnih območjih bo ob hitrem porastu obremenitev ključni izziv dolgoročno vzpostaviti ustrezne povezave do parkirišč in predvidenih prostorov za polnjenje električnih vozil.

Ob elektrifikaciji prometa bodo tovrstne prostorske energetske analize igrale ključno vlogo pri zagotavljanju ustreznih razvojnih usmeritev pri gradnji SN omrežja.

Energetsko je pomembno, da se čim prej zgradi 110 kV povezava med Koprom in Izolo, saj bo hitrost izvedbe novega RTP narekovala postopnost in zadostnost transformacije 110/20 kV v RTP Koper.

Področje RP/RTP Izola

Napajanje področja RP Izola 20 kV je trenutno najbolj problematično. Obremenitve RP Izola 20 kV so v letu 2021 dosegajo 15,9 MVA, kar več kot opravičuje izgradnjo tega RTP, prav tako niso zanemarljivi tudi padci napetosti.

Zaradi visokih obremenitev in oddaljenih napajalnih RTP so izgube na tem področju visoke kakor tudi padci napetosti. Izgradnja RTP Izola 110/20 kV **je nujna še posebej ob prihajajoči elektrifikaciji prometa**. Realno je pričakovati prehod na 110 kV napetostni nivo in vgradnjo transformacije v letu 2023 zaradi zamika pri izgradnji.

V skupaj z ELES bomo zgradili novo 110 kV stikališče v GIS izvedbi in transformacijo 2 x 31,5 MVA. Kot kaže se bo izgradnja 110 kV voda med Izolo in Lucijo zamaknila, posledično bomo rezervo za Lucijo ob izpadu dvosistemskega daljnovoda še vedno zagotavljali iz Izole.

Predvideno je, da se bo stikališče 110 kV dolgoročno vzankalo v 110 kV kabelsko omrežje Koper, Izola, Lucija. Za potrebe priklopa 110 kV Izola je potrebno predvideti vgradnjo dodatne celice v 110 kV stikališče v RTP Koper⁹.

Projekt vzpostavitve 110 kV zanke je odvisna tudi od razvoja HC Izola - Lucija. Začasno se lahko RTP Izola ob zaostanku izgradnje 110 kV kabelske povezave Koper Izola vzanka v daljnovod 110 kV med Koprom in Lucijo.

V RTP 110/20 kV Izola je predvidena vgradnja dveh transformatorjev moči 31,5 MVA, ki bo zagotavljala dolgoročno rezervo transformacije ob prenapajanju Lucije.

Povezave med Izolo in Lucijo lahko ojačimo tudi z ojačitvijo povezave med Izolo in Strunjanom. Trenutno se ta izvod imenuje Južna cesta. Slednjega se ohrani za napajanje transformatorskih postaj do Jagodja. Za napajanje preostalih transformatorskih postaj med Jagodjem in Ankaranom se vzpostavi nov izvod Strunjan.

Ključno je pospešeno kabljenje omrežja med Jagodjem in Strunjanom. Cilj kabliranja je zagotovitev ustrezne prenosne zmogljivosti vodov med Izolo in RP Beli Križ. Postopno se bo povezavo vzpostavilo do leta 2030.

⁹ Investicijo in razvoj vodi ELES.



The map displays a complex network of roads around Bled, Slovenia. Existing roads are shown in red, while planned improvements are highlighted in green and blue. Key locations include Bled, Kranjska Gora, and the surrounding mountainous terrain. Numerous road labels are present, such as TN443A MARINA 1, TN258 DOM UPOKOJENCEV, TN390 SPODNJI ŠAREĐ, and TN697 NOŽED 3. Speed limit indicators like 2030 and 2080 km/h are visible along several routes.

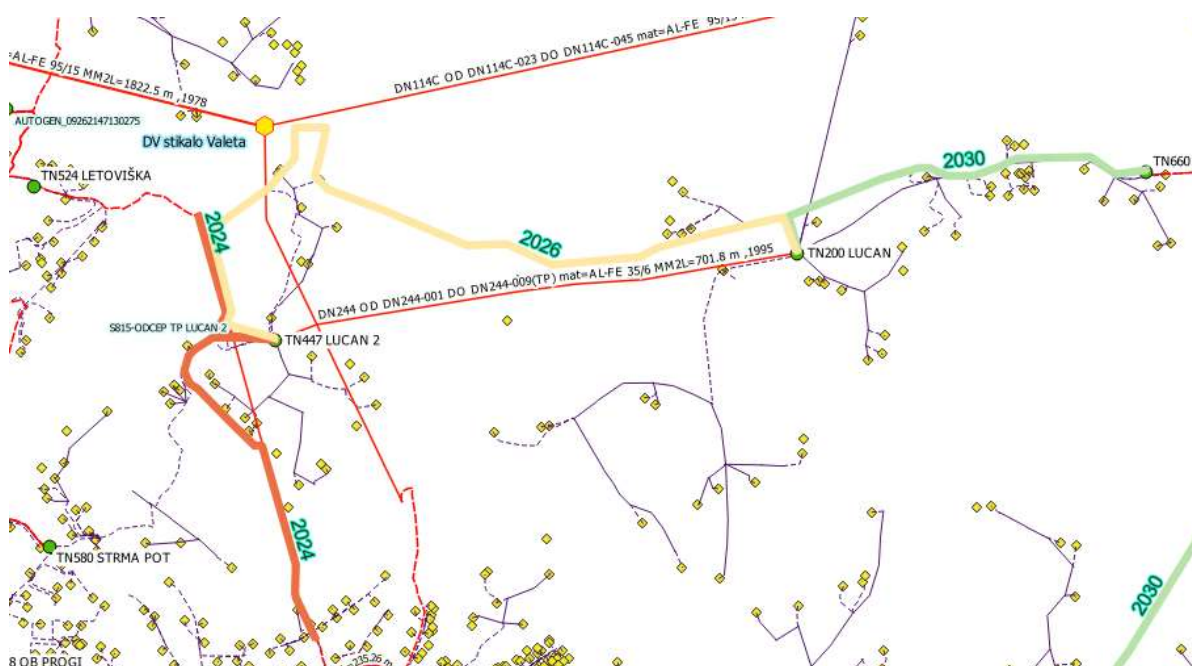
Slika 64) Kabliranje izvodov Šared in Baredi proti koncu razvojnega obdobja.

V RTP Lucija 110/20 kV bo potrebno zgraditi 110 kV za vključitev 110 kV kablovoda oz. začetne vključitve drugega sistema med Izolo in Lucijo v RTP. Stikališče zgradi ELES.

Če se zgradi HC Izola – Lucija se po trasi HC položi 110 kV kabel. V primeru daljše zakasnitve izgradnje 110 kV KB Izola – Lucija na 110 kV preide 2. sistem DV Izola – Lucija na 110 kV. Še vedno pa s tem ostane najbolj kritičen izpad 110 kV napajanja Lucije (2 sistemski 110 kV DV), kjer je potrebno vso rezervo zagotoviti po SN Omrežju (DV Izola-Beli Križ in novi izvod Strunjan-ex Južna c.) ter po perifernih izvodih proti Kopru (Sečovelje, Malija).

Problem Lucije je izpad osnovnega napajalnega daljnovoda DV Izola – Lucija. Problem tega stanja se bo reševalo večplastno. Ena izmed bolj učinkovitih rešitev je vgradnja stikala na Valeti, ki bo v rezervnih obratovalnih stanjih bistveno skrajšala električno pot prenapajanja.

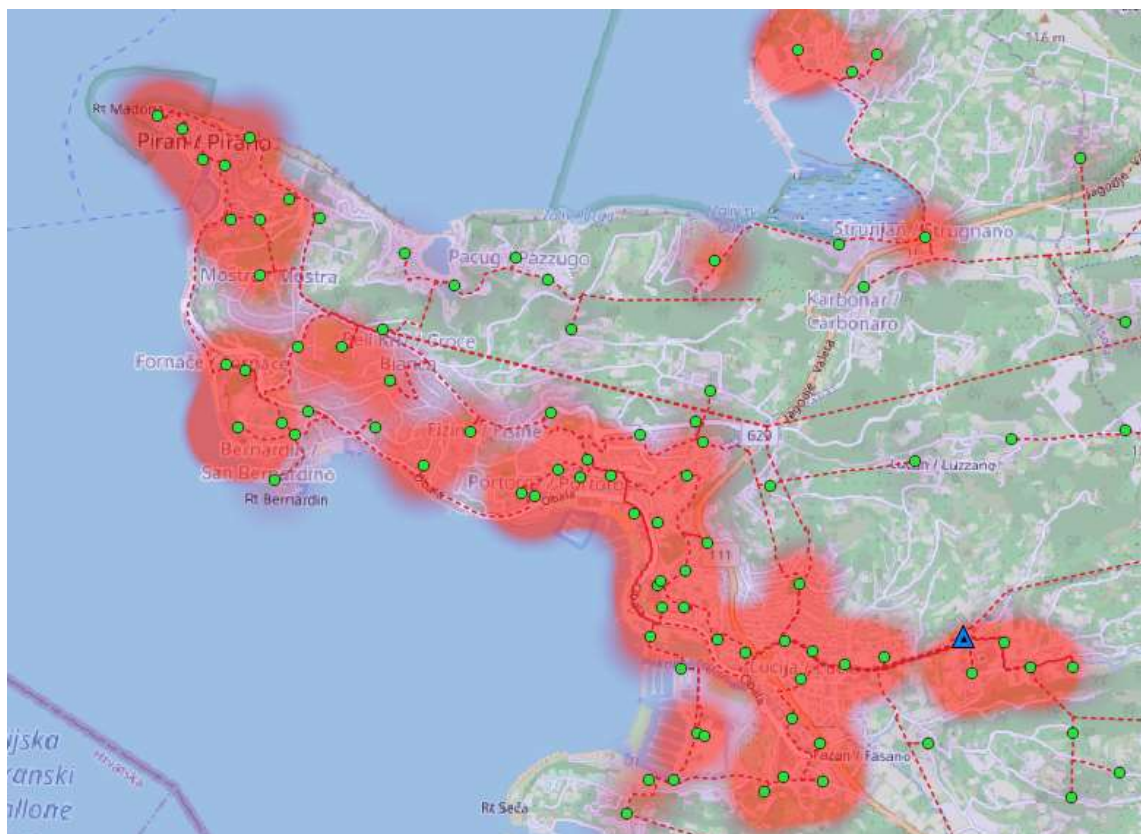
V neposredni bližini Valeta je potrebno izvesti nadomestitev DV s KB (izvodi Lucija 8 in Malija) ki jih prikazujemo na spodnji sliki:



Slika 65) Nadomestitev daljnovodov s kablovodi za izboljšanje zanesljivosti področja, nadomeščanja odsluženih daljnovodov in sprostitve prostora.

Problem napajanja na Piranskem polotoku je, da imamo močno obremenjeno mestno omrežje, kjer je rezerva med izvodi ob izpadu posameznega izvoda lahko v koničnih obremenitvah problematična.

Da bi zagotovili ustrezne rezervne povezave je tako potrebno zgraditi KB RTP Lucija-RP Portorož 1 – RP Beli Križ (KB Al 240 mm² 4,1 km). Ta dolgoročno zagotavlja možnost obratovanja v strukturi vreteno oz klas 4 izvodom, ki se zaključujejo v RP Portorož 1: za izvod Lucija 5, izvod Lucija 8, izvod Lucija 11 in izvod Terme ter za izvod Beli križ rezervna povezava RP Portorož – RP Beli Križ.



Slika 66) Primerjava gostote moči glede na preostalo omrežje na Piranskem polotoku.

4.2.5 Visokonapetostno 110 kV omrežje

Poglavje podaja predvidene novogradnje 110 kV daljnovodnih in kabelskih povezav s kratko utemeljitvijo izgradnje in predvidenim časom realizacije. V tem poglavju omenjamo povezave, ki so pomembne za razvoj distribucijskega omrežja na področju EP glede na predvidene tehniške potrebe in trenutno stanje omrežja ne glede na lastništvo, povezave in časovnice so bile usklajene z načrtom razvoja ELES dne 26. 5. 2022.

Elektro Primorska bo do leta 2045 investirala le v povezavo 110 kV Tolmin - Kobarid. Ostale povezave navajamo le zaradi navezave z načrtom ELES in naših potreb po umestitvi objektov.

KB 110 kV Koper – Izola (investicija ELES)

Zdajšnje obratovalne razmere na Obali in zaledju z izjemo področja RTP Dekani praktično ne omogočajo več zanesljivega obratovanja DEES.

Gradnja sovpada z gradnjo HC Koper – Izola, saj bo trasa novega kablovoda potekala v trasi HC skozi predor Markovec. Gradnja kabelske kanalizacije v predoru Markovec je zaključena. Za izvedbo gradnje izven DPN se pridobiva gradbeno dovoljenje.

Financiranje izgradnje glede na dogovor prevzame ELES po pridobitvi celotnega gradbenega dovoljenja. Zaključek izgradnje kablovoda je predviden 30.9.2024.

KB 110 kV Izola - Lucija (investicija ELES)

S kablovodom med Izolo in Lucijo v skupni dolžini 5,2 km, bo v celoti rešena problematika zanesljivega napajanja Obale in Istrskega zaledja. Investicija je terminsko usklajena z graditvijo avtocestne infrastrukture HC Jagodje–Lucija, zaradi česar so možne tudi dodatne zamude pri zgraditvi povezave.

RTP Izola in RTP Lucija, bosta vključeni v južno primorsko zanko prenosnega distribucijskega omrežja iz RTP Divača in bosta v celoti dolgoročno izpolnjevali kriterij zanesljivosti N–1. S to povezavo se zagotavlja ustrezna zanesljivost napajanja na področju Obale.

V RTP Lucija bo treba dograditi dodatno daljnovodno polje za vzankanje novega 110 kV kablovoda. Izgradnjo drugega 110 kV daljnovodnega polja prevzame ELES, saj postane omrežje ob prehodu v zanko prenosnega značaja.

Datum izvedbe je izven razvojnega načrta.

DV 2 x 110 kV za vzankanje RTP 110/20 kV Hrpelje v DV 2 x 110 kV Divača – Koper (investicija ELES)

Povezava je za EP pomembna predvsem zaradi vključevanja RTP 110/20 kV Hrpelje v to povezavo. Zaključek investicije v RTP Hrpelje je po načrtih ELES v letu 2026 zato predvidevamo, da bo do takrat del izvoda potreben za vzankanje Hrpelj dokončan do tega datuma.

Vzpostavitev te povezave je nujna !! Glavni razlog za to je, da rezervne povezave 20 kV, ki se izkoriščajo ob izpadu 35 kV DV Divača - Hrpelje ne omogočajo več varnega napajanja območja Hrpelj na distribucijskem nivoju.

DV 110 kV Postojna – Cerknica (izven obdobja razvojnega načrta)

Povezava DV 110 kV Postojna – Cerknica, je pomembna za dolgoročno zanesljivo obratovanje področja po kriteriju N-1, ki ga napaja RTP Postojna 110/20 kV. Da dvosistemski daljnovod ne zadosti temu kriteriju smo potrdili v času žledne ujme v letu 2014.

S predvideno 2x110 kV povezavo RTP Postojna - RTP Cerknica (Elektro Ljubljana), se energetske povezujeta dva 110 kV bazena.

V zadnjem času se kot alternativni govori tudi o povezavi 110 kV Divača – Razdrto – Postojna, ki bi poleg rezerve za Postojno zagotavljala koridor za vključevanje vetrnega potenciala med Divačo in Postojno. Slednja študijsko še ni bila utemeljena in bo odvisna od potenciala VE področja. Letnica izgradnje se trenutno zamika iz časovnega obdobja tega razvojnega načrta. Pospešile bi jih lahko investicije v vetrna polja med Divačo in Razdrtom, kjer bi bila njihova vključitev predvidena na 110 kV.

DV 2 x 110 kV Divača-Sežana-Vrtojba-Gorica -2023 – (investicija ELES)

Za zagotovitev zanesljivega napajanja severne Primorske je nujno čimprej zagotoviti DV 2 x 110 kV Divača-Nova Gorica mimo vasi Renče, kjer je bila zaradi težav z lokalno civilno iniciativo v vasi Renče rekonstrukcija te povezave zaustavljena in je ELES-u kljub nujnosti še ni uspelo dokončati. Glede na trenutno, že zelo napredovano stanje projekta, bo povezava v 10-letnem načrtu razvoja predvidena za zgraditev v letu 2023.

Obnova DV 110 kV Divača-Pivka-(Postojna)-Ilirska Bistrica v dvosistemski vod (investicija ELES)

Območje Notranjske v današnjih razmerah obsega enosistemsko povezavo Divača–Pivka–Ilirska Bistrica, ki je v izredno slabem stanju. Povezava je vitalnega pomena za napajanje območja Notranjske in za zagotavljanje zanesljivosti obratovanja zahtevata čimprejšnjo obnovo v dvosistemski vod. Prav tako rastoča poraba in zagotovitev zanesljivosti obratovanja na lokaciji RTP Postojna zahtevata prehod drugega sistema DV 110 kV Pivka-Postojna z 20 kV na 110 kV napetostni nivo in s tem vzpostavitev dvosistemske 110 kV povezave Pivka-Postojna, **pri čemer bo treba v RTP Divača in RTP Postojna zagotoviti dodatna 110 kV polja**. Odsek Divača-Pivka je načrtovan za izvedbo in dokončanje 2023/2024, odsek Pivka-Ilirska Bistrica v 2024/2025, temu pa bo sledil del Pivka-Postojna in dograditev RTP Postojna do 2026.

DV 110 kV Tolmin - Kobarid (izven obdobja razvojnega načrta)

Prehod daljnovoda 110 kV Tolmin – Kobarid na 110 kV napetostni nivo je odvisna od razvoja obremenitev v Kobaridu in Bovcu. Ta daljnovod trenutno obratuje na 35 in 20 kV napetosti.

Glede na zadnje analize energetskih razmer na področju Kobarida in predvsem Bovca se kaže, da zaradi obremenitev objekt še dolgo ne bo utemeljen, saj so v Bovcu konične obremenitve nekaj čez 2,5 MW in jih bo z dvema kabloma Kobarid – Bovec možno dolgoročno obvladovati napetostne razmere in vključevanje razpršene proizvodnje.

Prehod na 110 kV lahko pospeši le izgradnja HE Učja, ki se trenutno zamika. Zato ta objekt zgolj omenjamo kot možen razvojni korak in ga zaradi negotovosti in nedoločenih časovnih okvirov ne vključujemo v razvojni načrt.

4.2.6 RTP 110/20 kV in SN/SN

Ključni projekti v naslednjem obdobju so dokončanje izgradnje RTP Izola 110/20 kV in vzpostavitev transformacije 110 kV v RTP Hrpelje 110/20 kV.

Ključni časovno / energetska odvisen objekt na našem področju je gotovo RTP 110/20 kV Hrpelje, kjer v rezervnem obratovalnem stanju ob izpadu enega izmed transformatorjev ali izpadu 35 kV daljnovoda Divača – Hrpelje ni več možno napajati področja, kar je posledica velikih porastov moči.

Nadaljevati je potrebno z rekonstrukcijami 20 kV stikališč RTP, ki bodo zagotovili zanesljivo in energetsko zadostno napajanje območji. Večina investicij je namenjena bodisi preureditvi strukture vozlišč ali obnove le-teh.

Ker je RTP ključni element v verigi distribucijskega sistema od prenosnega do odjemalca je pomembno, da imamo v objektih ustrezno obnovljeno primarno predvsem pa sekundarno opremo, ki nam omogoča zanesljivo napajanje odjemalcev. Večina investicij v prvem obdobju je namenjena zagotovitvi ustreznega nivoja kakovosti z obnovo primarne in sekundarne opreme po objektih, ki so predvideni v okviru razvojnih ciklov. V tej fazi se predvidi tudi morebitne nove izvode za povečavo stikališča in zagotavljanje dolgoročnega razvoja SN omrežja.

Potrebne ojačitve transformacije so bile določene s simulacijo predvidenih razpšenih virov in obremenitev. Rekonstrukcije so predvidene v okviru ocene stanja primarne in sekundarne opreme stikališč, v oddaljenem časovnem obdobju pa so ocenjene glede na predvideno življenjsko dobo opreme in dinamike investiranja z ekspertno oceno.

Tudi v tem poglavju navajamo vse investicije, tudi tiste, ki niso v domeni Elektra Primorska, saj vpivajo na delovanje našega sistema kot celote.

RTP 110/20 kV Izola

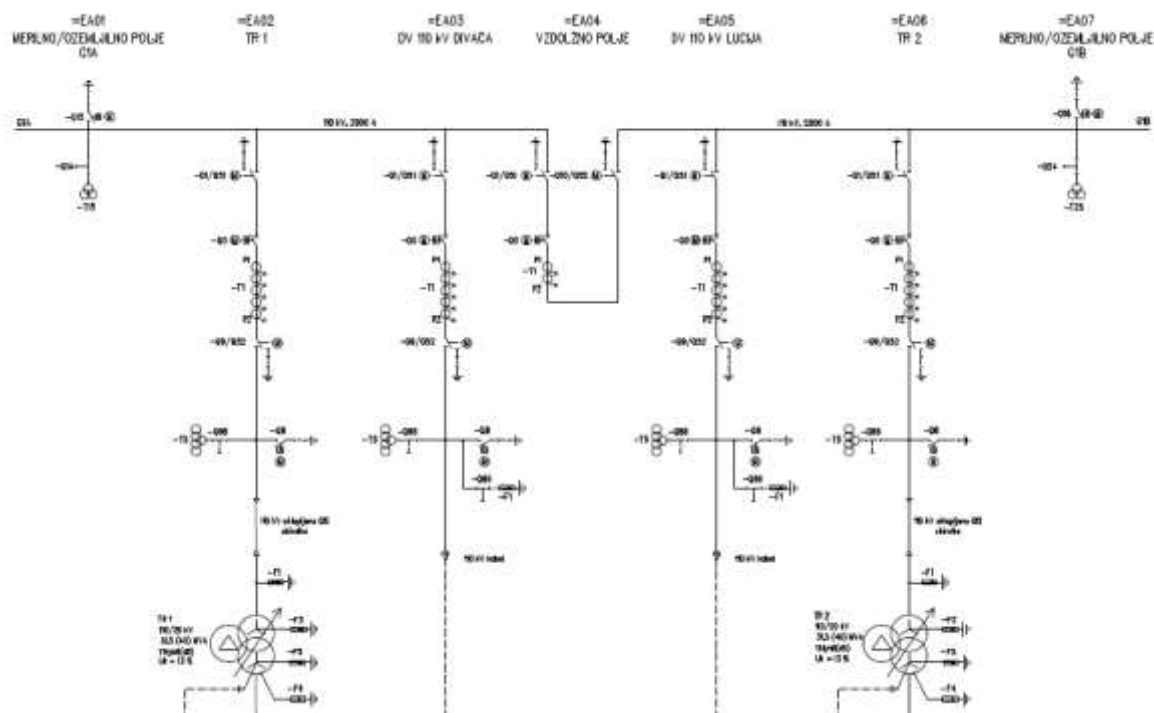
- Rekonstrukcija objekta (v teku);
- GIS stikališče 110 kV 2 transformatorski polji;
- Transformator (2 x 31,5 MVA);
- Rekonstrukcija 20 kV stikališča (A in B polje) ;
- Obnova lastne rabe.

RP Izola 20 kV je trenutno ena izmed najbolj obremenjenih RP na področju Elektra Primorska. Trenutno se objekt napaja iz RTP Koper 110/20 kV in RTP Lucija 110/20 kV. Zaradi velike moči in oddaljenosti objekta od napajalnih točk v sistemu nastajajo visoke izgube energije in padci napetosti, kar utemeljuje izgradnjo in nujnost vpeljave transformacije 110 kV stikališča in transformacije.

Z novim objektom bomo dosegli večjo obratovalno zanesljivost področja. Ob izpadu dvosistemskega daljnovoda 110 kV med Izolo in Lucijo, je rezervo po srednjenapetostnem omrežju težko zagotoviti. Napajalna točka v Izoli bo omogočila lažje rezervno napajanje Lucije po SN omrežju.

Rok vključitve novega objekta je vezan na izgradnjo kablovoda KB 110 kV Koper – Izola. Med ELES in EP je bilo dogovorjeno, da se začasni priklop izvede v primeru zamud pri izgradnji 110 kV Obalne zanke RTP Divača – RTP Izola – RTP Lucija – RTP Koper, saj začasni priklop ni smotrno.

V prvi fazi je predvidena izgradnja 110 kV stikališča v GIS izvedbi (enocevena izvedba, izolacija SF6 plin) z dvema transformatorjema 31,5 MVA (Slika 67).



Slika 67) Enopolna shema 110 kV stikališča v RTP Izola 110/20 kV.

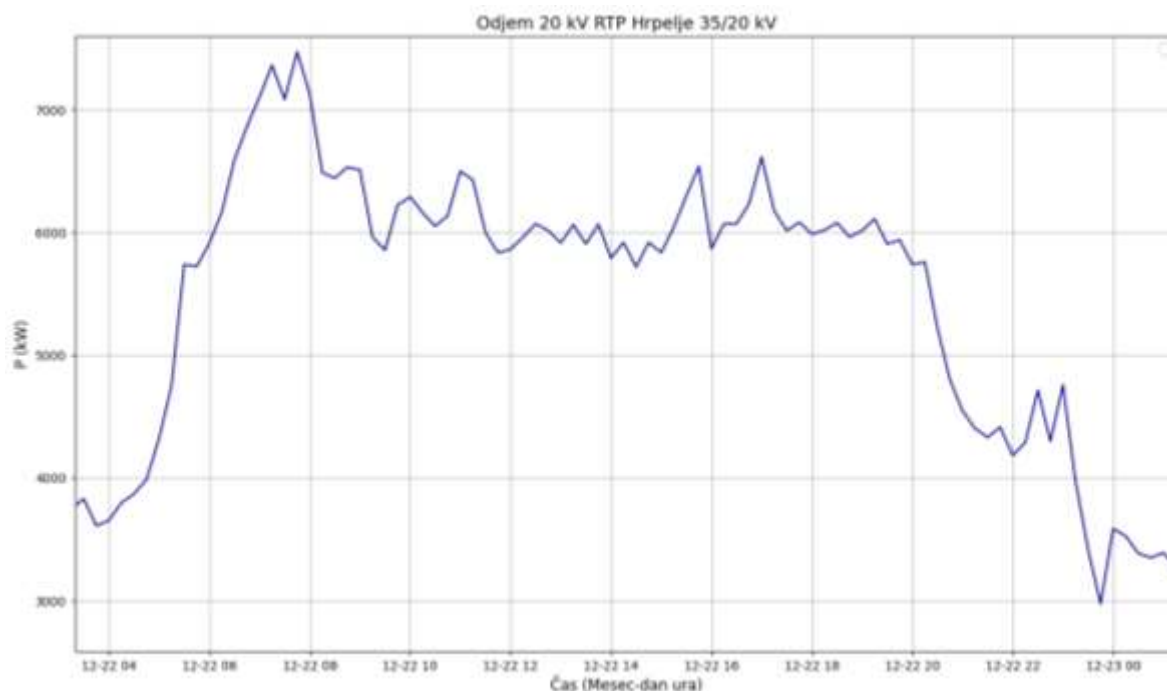
Zadostna moč na obalenem področju je pomembna tudi iz stališča razvoja e-mobilnosti, saj se bo predvidoma na tem področju v poletnih mesecih zaradi turizma odjem močno povečal.

RTP bo do konca leta 2023 zaključen, kabel 110 do kopra pa sredi 2024, zato planiramo jeseni 2024 priklopiti RTP.

RTP 110/20 kV Hrpelje

- Novogradnja 2 x transformatorsko polje - 2026;
- Novogradnja Transformacija 2 x 20 MVA – 2026;
- Rekonstrukcija zaščite 20 kV stikališča – 2026;
- Rekonstrukcija lastne rabe.

Ob izpadu 35 kV daljnovoda, ki napaja RTP Hrpelje 35/20 kV, rezerve po 20 kV iz sosednjih RTP ne bo več mogoče zagotoviti po letu 2025. Do leta 2025 je rezervno napajanje po SNO še možno, po tem letu pa postanejo padci napetosti ob izpadu 35 kV napajalnega daljnovoda v SNO previsoki. Vključevanje novega odjema je možno le z uporabo metod fleksibilnosti oz. garantirane fleksibilnosti večjih odjemalcev, saj odjema ni več možno vključiti brez te zaradi nemogočih rezervnih obratovalnih stanj.



Slika 68) Konične moči 20 kV odjema v RTP 35/20 kV Hrpelje v letu 2022.

Trenutna rezerva moči transformacije 2 x 8 MVA je trenutno še zadostna tudi ob izpadu 1 transformatorja, ob povečanih močeh pa bo nastal problem tudi z zagotavljanjem N-1 transformacije, saj ob predvidenem splošnem porastu in novih conah pričakujemo preobremenitev posameznega transformatorja.

Zaradi potenciala področja možno pričakovati hitre večje skoke moči, ki hitro presežejo nazivno moč enega transformatorja predvsem pa rezerve po SNO. Ključne energetske spremembe so vključitev polnilnic Tesla (800 kW), dodaten večji odjem pa v letu 2022 zahteva še vključevanje polnilnih postaj SODO, ki predvidevajo v okviru AFIR projekta dodatno priključno moč 3,4 MW do leta 2025. Če upoštevamo večji prirast moči zaradi vključevanja odjema gradnje 2 tira je bodoče stanje kritično.

Zato je predvidena izgradnja 110 kV stikališča z dvema daljnovodnima in dvema transformatorskima poljema in transformacijo moči 2 x 20 MVA predvidoma v prostozračni izvedbi.

Glede na stanje je potrebna rekonstrukcija sekundarne opreme 20 kV stikaliča do leta 2026. Izvedba tega RTP vključno s povezovalnimi 110 kV vodi je energetska in posledično časovno kritična zaradi vključevanja novega odjema v omrežje.

Stanje projekta:

- Elektro Primorska ima v lastni parceli številka 3150/2 k.o. Hrpelje, kjer se namerava zgraditi 110 kV stikališče. Na tej parceli se že nahaja stavba RTP 35/20 kV Hrpelje s 35 kV in 20 kV stikališčem.
- 1.10.2021 je bil med Elektro Primorska in ELES je bil podpisan sporazum o izgradnji in delitvi vlaganj v RTP Hrpelje in 110 kV povezovalni vod do 110 kV ENP Divača Koper.
- Skladno s sporazumom je ELES pripravil pobudo za DPN za 2 x 110 kV Divača – Koper in povezovalnega voda do RTP Hrpelje.
- V letu 2022 načrtujemo izvesti naročilo za pričetek izdelave projektne dokumentacije za izgradnjo RTP Hrpelje.
- Priključni 110 kV vod pa je podvržen proceduri DPN.

RTP 110/20 kV Ajdovščina

- Rekonstrukcija 110 kV stikališča ELES (2023-2024),
- Rekonstrukcija lastne rabe in vodenja (2023 - 2024).

Zamenjava transformatorjev 110/20 20 MVA z enotami 110/20 31,5 MVA je bila izvedena v letu 2019 in 2020.

Dogovor glede rekonstrukcije stikališča 110 kV je sprejet. Drugo leto se začne z izvedbo gradbenega dela stikališča.

RTP 110/35/20 kV Tolmin

- Rekonstrukcija 35 kV stikališča (2 niza) 1 vodna, 1 spojna, meritve - 2026;
- Rekonstrukcija transformatorja TR3 - 2028;
- Rekonstrukcija zaščite transformatorskih polj 2029;
- Rekonstrukcija lastne rabe – 2026.

V RTP Tolmin 110/20 kV, so trenutno vgrajeni trije transformatorji 110/20/35 kV (TR1), (TR2) 110/35 kV in TR3 110/20 kV za napajanje Kobarida in Bovca.

Rekonstrukcija transformatorja TR 2 je bila izvedena v letu 2022, rekonstrukcija transformatorja TR3 je predvidena v letu 2028.

Za povečanje kratkostične moč in zagotovitve zanesljivega napajanja v RTP Kobarid 35/20 kV bo potrebno izvesti predelavo 35 kV stikališča, saj je potrebno vzpostaviti vzdolžno ločitev (H-stik) ob prehodu obeh sistemov 110 kV Tolmin - Kobarid 35 kV. Dokupiti bo potrebno (3 celice) 1 vodna, 1 spojna, 1x meritve.

Stikališče 110 kV bo dolgoročno moralo omogočiti vključitev dodatnih dveh sistemov 110 kV. Začasno bi Kobarid sicer lahko vključili kot podaljšano zbiralko. Tako bi en sistem obratoval na 35 kV, drugi pa na 110 kV. Ta rekonfiguracija je predvidena izven obdobja tega razvojnega načrta.

RTP 110/20 kV Postojna

- 110 kV daljinovodno polje – 2026 (ELES) ;
- rekonstrukcije lastne rabe in daljinskega vodenja (2029).

RTP Postojna 110/20 kV, se v NOS napaja po enem sistemu 110 kV dvosistemskega DV 110(20) kV Pivka – Postojna. Za zagotovitev ustreznega rezervnega napajanja, je potrebno preiti z drugim sistemom tega daljnovođa na 110 kV, kar bo omogočilo lažje obratovanje v primeru izpada ali dela na enem izmed sistemov.

Do leta 2026 je predvidena izgradnja prvega 110 kV polja, ki bo omogočal vključitev DV 110 kV Pivka – Postojna 110 kV. Investicijo prevzame ELES in jo izvede sočasno z rekonstrukcijo DV Divača – Pivka.

RTP 110/20 kV Pivka

- Rekonstrukcija zaščite transformatorskih polj – 2026;
- Zamenjava transformatorja TR2 - 2026;
- Rekonstrukcija lastne rabe.

Zaradi dotrajanosti je potrebno zamenjati TR2 in zaščito transformatorskih polj. Vse je predvideno v istem časovnem obdobju.

RTP 110/20 kV Lucija

- Zamenjava transformatorja TR1 (2027);
- Zamenjava primarne in sekundarne opreme stikališča 20 kV (2032);
- Zamenjava sekundarne opreme transformatorskega polja TR1, TR2 – (2027);
- Izgradnja drugega daljnovodnega polja 110 kV - 2023 (ELES) – projekt v teku.

Za vzankanje RTP Lucija 110/20 kV bo potrebno zgraditi dodatno 110 kV polje za vzpostavitev zanke Koper – Izola – Lucija. Trenutno je v RTP 110/20 kV Lucija le eno daljnovodno polje.

Izgradnjo drugega 110 kV daljnovodnega polja prevzame ELES, saj postane omrežje ob prehodu v zanko prenosnega značaja.

Če se zgradi HC Izola – Lucija se po trasi HC položi 110 kV kabel. Če bi se ta povezava zavlekla se Lucija začasno vzanka po drugem sistemu 110 kV nadzemnega voda 110 kV Izola – Lucija. Zaključek investicije 110 kV polje je predvideno v letu 2023.

RTP 110/20 kV Vrtojba

- Rekonstrukcija 20 kV stikališča – 2021 do 2022 - 2024;
- Primarna oprema transformatorskih polj – 2026;
- Rekonstrukcija zaščite 110 kV TR1, TR2– 2026;
- Rekonstrukcija lastne rabe – 2030.

Primarna in sekundarna oprema 20 kV stikališča V RTP Vrtojba 110/20 kV je zastarela in potrebna obnove. Predvidena je obnova do leta 2024. Trenutno je objekt v fazi projektiranja.

Prav tako je zastarela zaščita transformatorskih polj in zaščita 20 kV stikališča TR1 in TR2, ki je iz leta 1999. Predvidena je rekonstrukcija v letu 2026 skupaj z rekonstrukcijo primarne opreme.

RTP 110/20 kV Idrija

- Izgradnja GIS stikališča (2024 – 2025);
- Rekonstrukcija primarne opreme 20 kV stikališča 2031;
- Rekonstrukcija lastne rabe.

Rekonstrukcija 110 kV stikališča v RTP Idrija je predvidena v letu 2024 – 2025. Gre za prehod iz prostozačnega 110 kV stikališča v GIS stikališče. Rekonstrukcija je usklajena z ELES in poteka v okviru sporazuma.

V letu 2031 je predvidena rekonstrukcija 20 kV stikališča v celoti.

RTP 110/20 kV Cerklje

- Rekonstrukcija 20 kV stikališča – (2023 – 2025);
- Zamenjava transformatorja – (2027);
- Rekonstrukcija primarne in sek. opreme 110 kV (2025);
- TR2 primarna oprema stikališča (2025);
- Rekonstrukcija zgradbe (2025);

Do leta 2025 bo potrebno rekonstruirati 20 kV stikališče zaradi starosti. Stikališče se bo razširilo zaradi dolgoročno predvidene ukinitve RP Cerklje, predpogoj je ureditev novih kabelskih povezav do obstoječih izvodov iz RP in njihova nadomestitev iz RTP.

RTP 110/20 kV Dekani

- Sekundarna oprema 20 kV stikališča – (2023);
- Rekonstrukcija zaščite 110 kV transformatorskih polj – (2023);

Do leta 2023 bo potrebno rekonstruirati sekundarno opremo 20 kV stikališča v RTP Dekani 110/20 kV in sekundarno opremo 110 kV transformatorskih polj.

Osnovni razlog za rekonstrukcijo je pretečena življenjska doba zaščitnih elementov.

RTP 110/20 kV Gorica

- Sekundarna oprema 20 kV stikališča – (2025-2026);
- Rekonstrukcija lastne rabe (večja obnova) – (2024);
- Sekundarna oprema 110 kV transformatorskih polj – (2026)
- Rekonstrukcija TR2 (2032).

Do leta 2027 bo potrebno zamenjati sekundarno opremo 20 kV stikališča in zaščito TR1, TR2, TR3.

RTP 110/20 kV Koper

- Zamenjava transformatorja TR3 (2030);
- Zamenjava transformatorja TR1– (2027);
- Rekonstrukcija sekundarne opreme 20 kV stikališča – (2029);
- Rekonstrukcija sekundarne opreme 110 kV stikališča – (2027);
- rekonstrukcija lastne rabe objekta;

V RTP Koper 110/20 kV bo do leta 2026 potrebno zamenjati TR1 z enoto 40 MVA .

Zaradi starosti je predvidena tudi zamenjava TR3 v letu 2030, ki trenutno napaja podeželje.

Predvidena je tudi rekonstrukcija sekundarne opreme 20 kV stikališča, 110 kV stikališča in obnova lastne rabe v okviru cikličnih zamenjav.

RTP 110/20 kV Sežana

- Rekonstrukcija zaščite in vodenja 110 kV in 20 kV – (2024);
- Rekonstrukcija lastne rabe (2023).

V RTP Sežana 110/20 kV je v letu 2024 predvidena rekonstrukcija zaščite in dalinskega vodenja 20 kV stikališča in polj TR1, TR2. Sekundarna oprema je iz leta 2003.

Gre za obsežno rekonstrukcijo sekundarne opreme stikališča, ki bo zagotavljala zanesljivo obratovanje stikališča in je predvidena v okviru ciklične zamenjave po starosti opreme in funkcionalnega zastaranja opreme.

RTP 110/20 kV Divača (leto 2040) – izven 10 letnega obdobja

RTP Divača 110/20 kV se lahko pospeši in postavi znotraj načrtovanega obdobja izključno zaradi povečevanja razpršenih virov na področju kot nadaljevanje izgradnje objekta za RP Divača. V tem kontekstu je potrebno omeniti tudi potreben razplet omrežja na jugu (v smeri Matavuna) in na severu v smeri proti RP Razdrto, ki prav tako zaradi razpršenih virov potrebuje ojačitve.



	Naziv objekta	Faza	Projektirana moč v MVA	Predvideno leto izgradnje ali obnove	Opomba oz. komentar
	Novogradnje				
1	RTP 110/20 kV Hrpelje	Razvoj	2x20 MVA	2026	Objekt nujen, problematika umeščanja v prostor (ELES). Obremenitve presežene.
2	RTP 110/20 kV Izola	Izgradnja	2x31,5 MVA	2023	Objekt predviden konec leta 2023
3	RTP 110/20 kV Divača	Razvoj	(transf. ELES)	2040	Odvisno od zmožnosti priklopa RV na 20 kV omrežje
4	RTP Kras 110/ 20 kV	Razvoj	2x20 MVA	2045	Odvisno od hitrosti elektrifikacije
	Rekonstrukcije				
1	RTP 110/20 kV Ajdovščina	Plan	2X31,5 MVA	2024	Aktivnosti na projektu potekajo skladno s sporazumom ELES-Elektro Primorska.
2	RTP 110/20 kV Idrija	Plan	2X20 MVA	2025, 2027	Aktivnosti na projektu potekajo skladno s sporazumom ELES-Elektro Primorska.
3	RTP 110/20 kV Koper	Razvoj	2x40 MVA + 31,5 MVA	2027	Zamenjava transformatorja TR1 z večjo enoto

Tabela 66) Predvidene večje investicije v 110 kV opremo RTP (T54)

4.2.7 Razdelilne postaje RP na srednji napetosti

Razdelilne postaje (RP) so iz razvojnega vidika potrebne takrat, ko imamo na določenem področju koncentracijo odjema geografsko oddaljenega od RTP, ki mu z enim izvodom ni mogoče zagotavljati ustrezne zanesljivosti napajanja. Zanesljivost zagotavljamo z zaščito posameznega izvoda RP in s tem preprečimo izpad vseh odjemalcev na izvodu. Novogradnje RP izvajamo le še kot predhodnico bodočega RTP, čeprav se v zadnjem času zaradi napredka avtomatizacije pojavljajo objekti z zaščito tudi v samem SN omrežju tam, kjer bi glede na starost omrežja presegli mejno kakovost za napajanje. Slednje je posledica zaostankov pri investiranju v SNO.

Cilj je zmanjšati število RP v prihodnjem obdobju, z izgradnjo primerne strukture SN omrežja, saj je njihovo vzdrževanje drago. Večja razdelilna transformatorska postaja zahteva večje celice, kompleksno vodenje in predvsem večji objekt za vgradnjo teh elementov.

Reševanje razdeljevanja v distribucijsekm omrežju in ščitenja se lahko v nekaterih primerih nadomesti z večjim številom daljinsko vodenih pametnih transformatorskih postaj, saj se dimenzije stikališč z vgradnjo sodobne stikalne tehnike manjšajo.

V objektih so ciklično potrebne rekonstrukcije lastne rabe, ki jih v tem kontekstu ne navajamo dosledno, saj gre za redna vzdrževanja manjših vrednosti. Časovno se rekonstrukcije iz prejšnjih načrtovalskih iteracij razvojnega načrta bistveno niso spremenile. Pospešujemo le RP Divača 20 kV, saj se pojavljajo številne.

V naslednjem obdobju gre večinoma za investicije potrebne zaradi obnove zastarele opreme. Izjeme so

- RP Bovec, ki ga je potrebno nadgraditi z namenom doseganja ustrezne kakovosti oskrbe industriji na področju Bovca
- RP Divača, ki bo grajen kot predhodnica RTP 110/20 kV Divača
- RP Razdrto – prehod na dvojno zbiralko v stikališču za vključevanje novih kablovodov v omrežje.

RP 20 kV Divača (novogradnja – 2027 - 2028)

RP Divača se bo zgradil kot predhodnica RTP Divača 110/20 kV predvidoma v letu 2028. Osnovni razlog za izgradnjo tega objekta je zmožnost vzpostavitve ustreznih obratovalnih stanj ob izpadu enega izmed napajalnih vodov. RP Divača je bil v preteklosti že zgrajen in umeščen na sedaj neprimeren prostor v središču mesta.

V okviru razvoja mestnega omrežja Divače se je kabelske povezave že prilagodilo za bodoči RP v TP Dulnice. RP bo postavljen v bližino RTP 400/110-220/110/35/10 kV Divača (ELES), tako, da bo vključitev predhodnega RP obsegala zgolj izgradnjo novega objekta.

Objekt bo ključen za izkoriščanje RTP Hrpele 110/20 kV, po izgradnji pa se lahko zgodi, da bo hitro prevzel vlogo RTP zaradi vgrajene transformacije, ki jo bo gradil ELES za napajanje lastne rabe. Dolgoročno ni popolnoma jasno lastništvo transformacije, ki bo namenjena DEES znotraj stikališča ELES. V primeru izgradnje razpršenih virov bo transformacija gotovo potrebna v tem primeru se RP spremeni v RTP Divača, ki pa bo v izhodišču najverjetneje obratovala z enim samim transformatorjem.

Predvidena je nova stavba in 20 kV stikališče. Pospešitev lahko investicija dobi predvsem zaradi vključevanja razpršenih virov, ki se pojavljajo v okolici Divače.

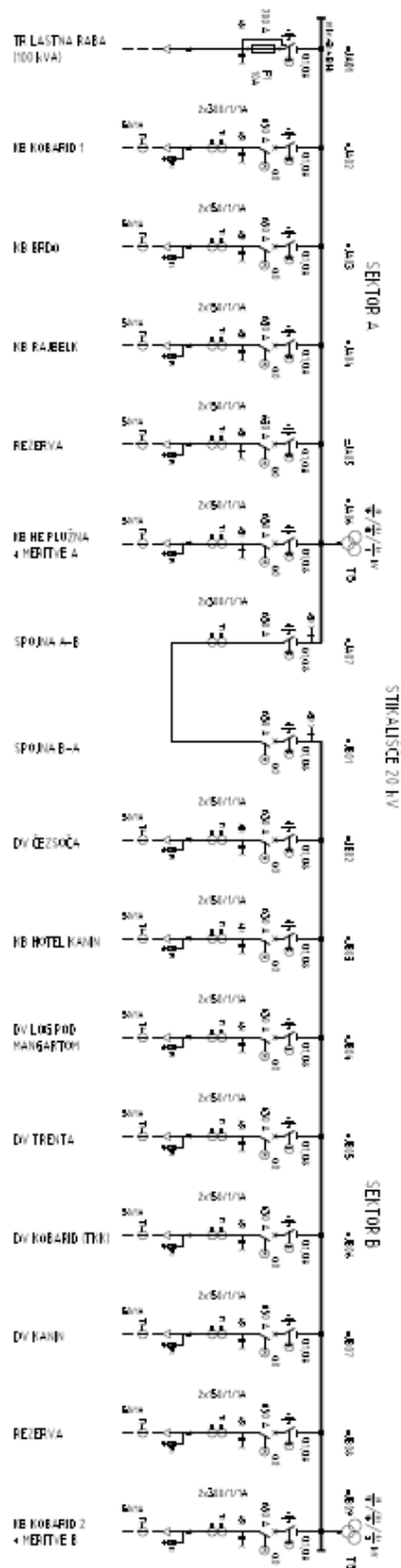
RP 20 kV Beli križ

RP 20 kV Beli križ je ključni objekt, ki zagotavlja ustrežno razdelitev moči na Piranskem polotoku. Zaradi problemov z sekundarno opremo jo bo potrebno zamenjati do leta 2028 .

RP 20 kV Bovec

Stikališče 20 kV v Bovcu potrebno dograditi z novimi celicami, ki bodo omogočile delitev zbiralk na mesto in podeželje zaradi novih kablovodov med Kobaridom in Bovcem s ciljem izboljšanja kakovosti napajanja industrije na Bovškem in povečanje vozliščne zmogljivosti na področju Bovca.

Predvidena je obnova in dograditev do leta 2023 oz. pred zaključkom izgradnje kablovoda Kobarid – Bovec 20 kV.



Slika 69) Predvidena shema stikališča 20 kV v Bovcu.

RP 20 kV Cerkno

Zaradi zakasnitve umeščanja novih vodov v prostor mer RTP Cerkno in RP Cerkno previdavamo rekonstrukcijo sekundarne opreme stikališča v letu 2025.

Dolgoročno (po poteku življenjske dobe opreme) se lahko RP Cerčno ukine. Njegovo funkcijo prevzamejo načrtovani novi kablovodi iz RTP Cerčno 110/20 kV, ki je v lasti EP.

S tem bomo optimizirali stroške vzdrževanja in obratovanja omrežja.

RP 20 kV Črni vrh

RP 20 kV Črni vrh je potrebno zastarele primarne in sekundarne opreme rekonstruirati stikališče v letu 2025. Poleg primarne opreme bo potrebno rekonstruirati tudi lastno rabo .

RP 20 kV Dobrovo

RP Dobrovo 20 kV napaja skoraj celotno področje Goriških Brd. Gre za pomembnejšo RP, ki napaja skupno 4 MW konične moči kar jo postavlja med večje RP na Primorskem. Dolgoročna funkcija objekta je ostati RP, zato bo potrebno ob porastu obremenitev zagotoviti dodatne prenosne zmogljivosti vodov. Večjo moč odjema napaja le še RP Razdrto na področju Primorske. Zaradi zastarele primarne in sekundarne opreme ga bo potrebno obnoviti. Pri obnovi bo potrebno dograditi dodatne celice za vzpostavitev novega izvoda.

Prostozračne celice, ki so bile zadnjič obnovljene 1995. Rekonstrukcija se bo izvajala predvidoma v letu 2023 - 2024. Poleg zamenjave primarne in sekundarne opreme so potrebna tudi gradbena dela. Trenutno ima stikališče 8 celic, potrebno jih bo dograditi zaradi izvedbe novega izvoda v smeri proti Višnjeviku.

RP 20 kV Gračišče

RP 20 kV Gračišče ima tehnološko nefunkcionalno in zastarelo sekundarno opremo. Predvidena je rekonstrukcija stikališča do leta 2026.

RP 20 kV Gradišče

RP 20 kV Gradišče je potrebno do 2031 zamenjati sekundarno opremo v letu 2029 pa je predvidena obnova lastne rabe.

RP 20 kV Grgar

Konec razvojnega obdobja v letu 2030 je predvidena rekonstrukcija primarne opreme RP.

RP 20 kV Hubelj

Zaradi starosti je potrebno zamenjati sekundarno opremo 20 kV stikališča. Glede na starost bo potrebno obnoviti primarno in sekundarno opremo stikališča.

Trenutno je kritična predvsem oprema vodenja.

V Ajdovščini se bo izvod Lokavec dolgoročno napajala po novem izvodu, Predmeja bo imela svoj kablovod, ki se gradi skozi Ajdovščino. Stikališče bo dolgoročno služilo le kot razklopišče zato gre pri rekonstrukciji tega objekta ključnega pomena časovni okvir izgradnje in umeščanja kableske povezave v prostor.

Po vzpostavitvi povezav se objekt lahko uporablja zgolj kot objekt za prevzem moči HE. Predvidevamo, da se bo objekt preklasificiral v daljinsko vodeno TP.

RP 20 kV Kanal

Ocena stanja celic stikališča v Kanalu kaže, da bo potrebno pospešiti rekonstrukcijo primarne in sekundarne opreme v tem stikališču, saj je stikališče funkcionalno zastarano.

Predvidevamo, da bo objekt potrebno rekonstruirati do leta 2024 glede na zadnjo oceno stanja.



RP 20 kV Komen

Predvidena je obnova lastne rabe v okviru ciklov rekonstrukcij v letu 2029.

RP 20 kV Neblo

Konec razvojnega obdobja v letu 2030 je predvidena rekonstrukcija primarne opreme RP.

RP 20 kV Razdrto

Zaradi razpršene proizvodnje in velikega odjema, je na tem področju potrebno zgraditi dva nova kablovoda. Vsak vod bo potrebno vključiti v svojo zbiralko. Dvozbiralčni sistem bo omogočil večjo fleksibilnost prenapajanja pri prenapajanju iz sosednjih RTP.

Rekonstrukcija je predvidena pred izgradnjo kablovoda Postojna – Razdrto v letu 2023.

RP 20 kV Sela

Zaradi starosti bo potrebno v RP Sela zamenjati sekundarno opremo stikališča. RP je zgrajen z 8 celicami in napaja zahodni del Krasa in črpališče Klariči. Primarna oprema je iz leta 1995. Rekonstrukcija je predvidena v letu 2025. Predvidena je tudi zamenjava lastne rabe.

RP 20 kV Trebuša

Do leta 2026 bo predvidoma potrebno zamenjati sekundarno opremo objekta. V letu 2021 je potrebno delno rekonstruirati lastno rabo objekta.

4.2.8 Srednjenapetostno (SN) omrežje

Ustrezno dimenzionirano in oblikovano srednjenapetostno (SN) omrežje je ključnega pomena za zagotavljanje kakovostnega napajanja z električno energijo. Poleg stalnega obnavljanja obstoječe infrastrukture se pri razvoju omrežja, ki je podprto z študijami in analizami držimo sodobnih konceptov razvoja omrežji, ki poenostavljajo obratovanje, nižajo izgube, investicijske stroške in manjšajo stroške vzdrževanja omrežja.

Spremembe pretokov moči v omrežju zaradi razpršenih virov zahtevajo dodatno optimizacijo omrežja, ojačitve in rekonstrukcije vodov.

Moči vetrnih elektrarn, ki se priključujejo so velikosti od 1-3 MW, kar zahteva večje ojačitve običajno podeželskega omrežja. Običajno slednje sovpadajo z nizkimi prenosnimi zmogljivostmi za odjem. Slednji bodo na področju EP odvisni predvsem od števila vključenih VE v omrežje.

Nasičenje omrežja v SN napetostnem nivoju je bistveno težje odpravljati, saj velikokrat zahteva obsežne ojačitve omrežja, ki so tako iz stališča dinamike gradnje (umeščanje v prostor) in iz stališča obsega potrebnega investiranja problematične. Zato je poznavanje dejanske meje možnega obremenjevanja omrežja ključna, da ne pridemo do nasičenja, ki lahko pomeni obsežno investiranje v omrežje. Spoznavnost omrežja in zmožnost natančnega simuliranja bodočega stanja (ob izdaji SZP) je zato še posebej pomembno.

Glavni problemi razvoja SN omrežja so:

- mešanje podeželskih in mestnih omrežji;
- nizka stopnja kabliranja omrežja na nekaterih področjih (strateška usmeritev);
- struktura mestnih omrežji,
- starost nekaterih kabelskih mestnih omrežji,
- nizka zazankanost SN omrežja (strateška usmeritev);
- velikost proizvodnih virov (VE, HE) in potrebne ojačitve podeželskega omrežja,
- razgibanost terena na področju Elektro Primorske, ki onemogoča uveljavitev idealnih struktur omrežja in ponekod močno viša vrednost potrebnih investicij;
- problemi dolgih postopkov umeščanja novih objektov v prostor;
- veliki vplivi vremenskih ujm, ki višajo potrebne investicije v SNO za zagotovitev ustrezne kakovosti električne energije odjemalcem in temu prilagojena tehnika gradnje.

Skupna dolžina je izračunana glede na potrebe izhajajoče iz prostorskih aktov, vlaganj povezanih z kakovostjo oskrbe električne energije, vlaganj glede na ocenjeno stanje infrastrukture in obseg vlaganj, zaradi priključevanja razpršenih virov električne energije, elektrifikacije prometa in ogrevanja.

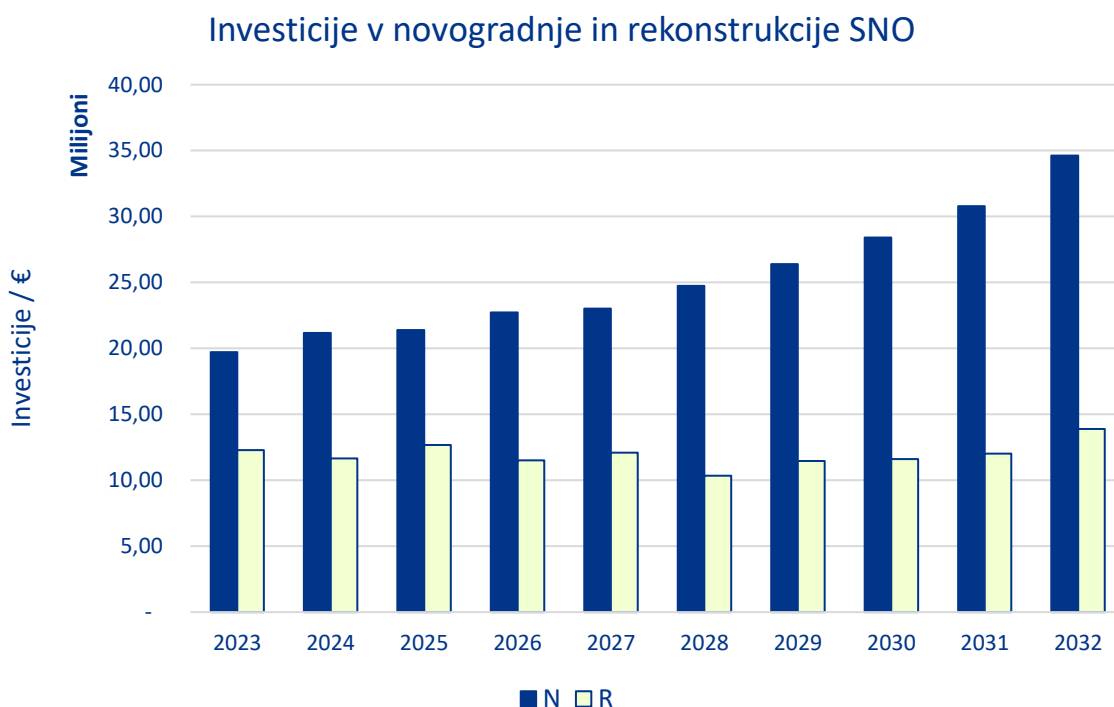
Na področju vlaganj v SN omrežje, je vedno bolj pomembno vlaganja v kakovost električne energije, ki jo dosežemo s povečevanjem investicij v kabliranje omrežja in ustrezno vzdrževanje in rekonstrukcije nadzemnih vodov. Kabliranje poleg kakovosti prinese tudi večjo možnost vključevanja razpršenih virov in povečavo in vključevanje novega odjema, ki je predvidena z elektrifikacijo. Identifikacija ključnih investicij se izvaja v REDOS 2045 študijah [4] [5] [6] [7]. Posamezna ključna razvojna problematika je bila celostno opisana v pogl. 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3, 4.2.4, zato bomo v tem poglavju predstavili le agregirane obsege in posplošene vplivne faktorje.

Vpliv zmanjšane investiranja v SN omrežje se običajno pozna šele na dolgi rok in vpliva na neprekinjenost napajanja in slabe napetostne razmere, prav tako je problematična dinamika izgradnje omrežja, saj je umeščanje v prostor dolgotrajno.

Ključnega pomena v prihodnje bo povečava kabelskega srednjenapetostnega omrežja z nadomestitvijo nadzemnega s podzemnim omrežjem, ki bo dolgoročno zagotavljalo ustrezno kakovost napajanja

odjemalcev in odpiralo možnosti za nadaljnjo elektrifikacijo, ki smo ji priča v zadnjih časih zaradi e-mobilnosti in ogrevanja. Na SN omrežju bo prav slednja igrala veliko vlogo. Pričakujemo lahko potrebo po kabliranju nadzemnega omrežja v veliko večji meri kot prej, saj bo ob povečani elektrifikaciji gospodinjanskega odjema prostorska razporeditev in obseg moči spremenjen.

Nadomestitve nadzemnega s podzemnim omrežjem se izvedejo običajno po drugi trasi, saj trase nadzemnih vodov na področju Primorske v večini niso primerne za kabliranje. Večina investicij kabliranja nadzemnega s podzemnim omrežjem se zato izvaja z vzpostavitvijo novih tras in ukinjanje nadzemnih tras. Slednje v večini primerov prinese povečanje skupne dolžine omrežja.



Slika 70) Predvidene investicije v sredjenapetostno omrežje v obdobju med 2023 in 2032.

V nadaljevanju so podane pomembnejše večje ojačitve SN omrežja opredeljene z razvojnimi študijami t.j. brez investicij, ki izhajajo iz stanja omrežja:

KB Kobarid – Bovec (20 km)

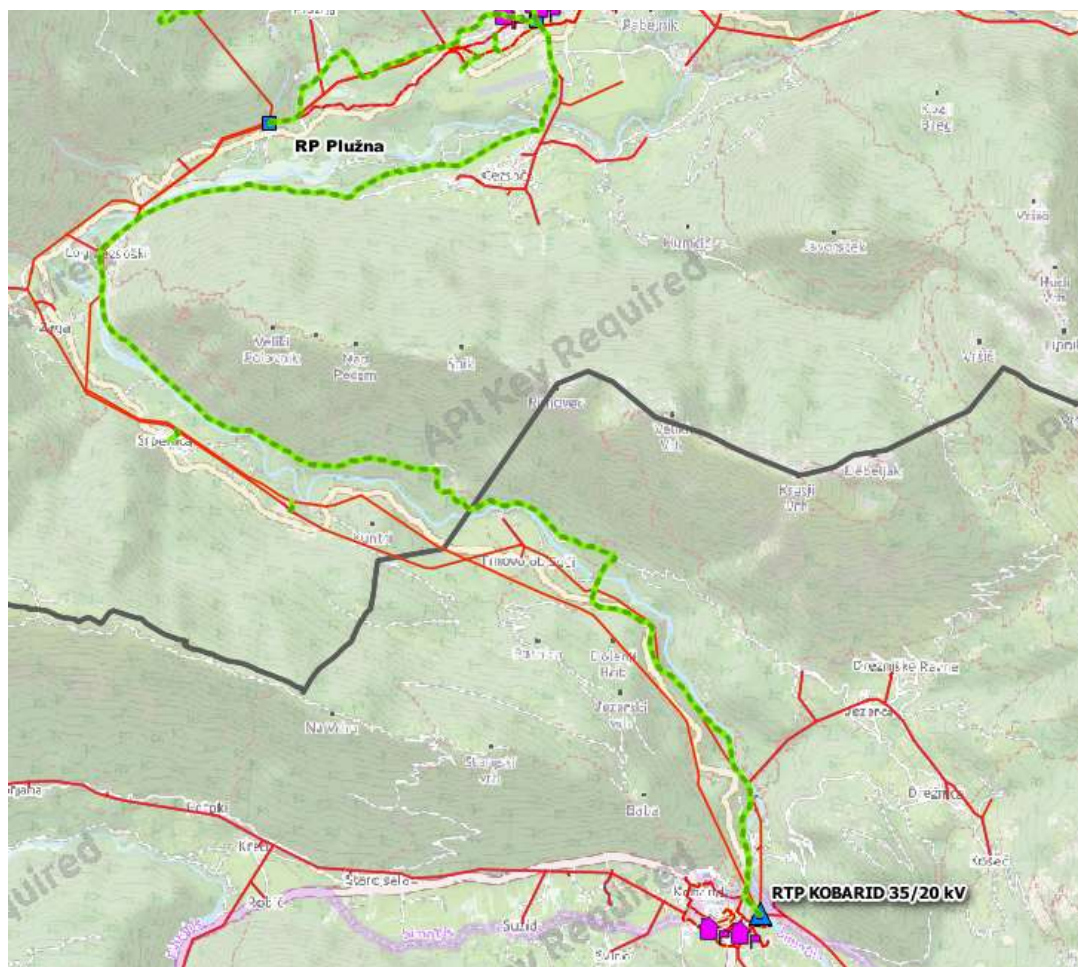
Trenutno največja planirana investicija v SNO je izvedba kablanskega voda med RTP 35/20 kV Kobarid in RP 20 kV Bovec. Skupna dolžina predvidene kablanske kanalizacije je 20 km in bo zgrajena po levem bregu Soče, zaključila pa se bo preko vasi Čezsoča v Bovcu. Trasa se je v času preteklega razvojnega načrta spremenila in uskladila s prostorskimi načrti občin, ki predvidevajo med Kobaridom in Bovcem kolesarsko stezo.

Glavni razlog za spremembo trase so predvsem številna prečkanja vodotokov, ki bi jih morali izvesti na desni strani Soče, kar bi močno podražilo investicijo. Slednje pa pomeni, da je potrebno za vključitev HE Plužna 20 kV v mestno omrežje zgraditi novo povezavo 4 km, ki bo nadomestila obstoječe daljnovode med RP Bovec in HE Plužna.

Osnovni vzrok za investicijo so številni upadi napetosti, ki nastajajo zaradi visokih impedanc obstoječih vodov in motijo delovanje industrije v Bovcu.

Skupaj z uvedbo napredne regulacije napetosti bo kablovod zakasnil potrebno izgradnjo 110 kV daljnovoda Kobarid – Žaga oz. Kobarid – Bovec na tem občutljivem področju in podaljšala čas pred potrebno vzpostavitvijo 110 kV v Kobaridu in izgradnje 110 kV voda proti Bovcu.

Prvi "mestni" kablovod proti Bovcu (RTP Kobarid - RP Bovec) bo napajal kabelske mestne izhode iz RP Bovec s Plužno (izvodi Hotel Kanin, Rajbeljk in Brdo Bovec), drugi "podeželski" kablovod (RTP Kobarid - RP Bovec) pa bo napajal izvode Log pod Mangartom, Trenta in Čezsoča.



Slika 71) Kablovod Kobarid – Bovec (predvidena okvirna trasa)

KB RTP Postojna - RP Razdrto (10,8 km)

Osnovna napajalna točka za RP Razdrto 20 kV je RTP Postojna. Na področju napajanja te postaje je visok industrijski odjem, pričakujemo priključitev večjega števila VE, za katere moramo zgraditi nov kablovod.

V letu 2019 so se pojavili novi investitorji v VE na tem področju. Ker je interes za vključevanje velik, odjem na področju pa se ne znižuje, se je odločilo za izvedbo investicije.

V letu 2021 so se pojavili dodatni interesi po večjih vključitvah sončnih elektrarn, kar bo zahtevalo dodatno podaljšanje kablovoda v smeri proti Senožečam v skupni dolžini 2,05 km.

KB Kanomlja – Kanomlja Šola (1,77 km)

S kabelsko povezavo v cesti med Kanomljo in Idrijo v skupni dolžini 2,7 km, bomo dosegli ločitev mestnega omrežja Idrije od podeželja na izvodu Vojsko. Približno 1 km trase z vključitvijo TN608 KOPIŠE in TN607 MANDŽURIJA je zaključena. Preostali del trase je predviden ob rekonstrukciji ceste med Spodnjo in Srednjo kanomljo. V letu 2022 je bil sprejet dogovor med EP in DRSI o nadaljni gradnji tega kablovoda.

Vzpostavitev povezave je predpogoj za ločevanje podeželskega in mestnega omrežja v Idriji. Vmesna varianta *lahko* vključuje tudi odcepno napajanje in ščitenje izvoda za Kanomljo iz smeri RP Idrija z daljinsko vodenim ločilnim mestom.

Izvedba tega voda je predpogoj za ukinitvev RP Idrija, ki je nujno potreben razvojni korak.

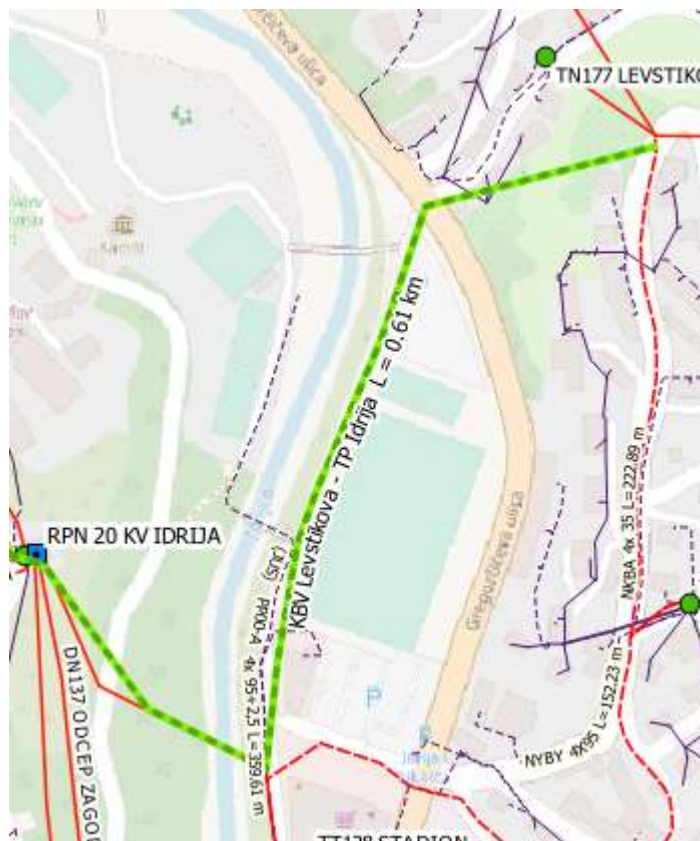


Slika 72) KBV Kanomlja – Kanomlja šola.

KB RTP Idrija – RP ŠC Idrija – RP/TP Idrija (3,5 km)

Po izvedbi kablovoda Kanomlja – Kanomlja Šola se bo mestno omrežje Idrije od podeželskega (RP Črni vrh) ločilo z izgradnjo novega izvoda iz RTP, kar bo omogočilo ukinitvev objekta RP Idrija. Problematična je izgradnja kabelske kanalizacije po cesti med RTP in RP Idrija.

Začasno je kot nadomestek predvidena povezava KBV Levstikova – TP Idrija in je utemeljena v dolgoročnih študijah omrežja [4].



Slika 73) KBV Levstikova – TP(RP) Idrja

KB Tolmin industrija / mesto (RODNE) (0,71 km)

V Tolminu je potrebno za rezervno napajanje industrije (N-1) potrebno vzpostaviti **vsaj eno novo kabelsko povezavo**, ki bo služila za rezervno napajanje industrije in mesta. Po dolgoročnih študijah [4] sta sicer predvideni dve kabelski povezavi na omenjeni trasi – ena za mesto in druga za industrijo. Trenutno iz energetskih razlogov dodatna kabelska povezava še ni potrebna, smiselno pa je ob morebitni elektrifikaciji prometa zagotoviti dodatno rezervno povezavo tudi za mesto. Vse bo odvisno od napovedi, kjer se bo v naslednjem obdobju podrobno določilo energetska izhodišča.

Ključnega pomena za razvoj je, da se *izvod Tolmin industrija* (KN056 RTP TOLMIN - POSOČJE) obnovi pred vlaganjem v nov kablovod za napajanje industrije. Gre za kablovod, ki je direktno položen v zemljo, zato lahko pričakujemo stroške rekonstrukcije primerljive z novogradnjo.



Slika 74) Trasa KB RTP Tolmin – Mesto / Rodne.

KB Testeni – Dolgi laz (2,3 km)

Za vzankanje izvoda Doblar iz RP Kanal, ki napaja odjem med Kanalom in Kalom nad Kanalom je smiselno zgraditi povezavo med DE Tolmin in DE Gorica Testeni – Dolgi laz.



Slika 75) Povezava med TP Testeni in TP Dolgi laz za izboljšanje zanesljivosti izvoda Doblar.

KB 20 kV Razvoj in obnova kabskega omrežja Gorice

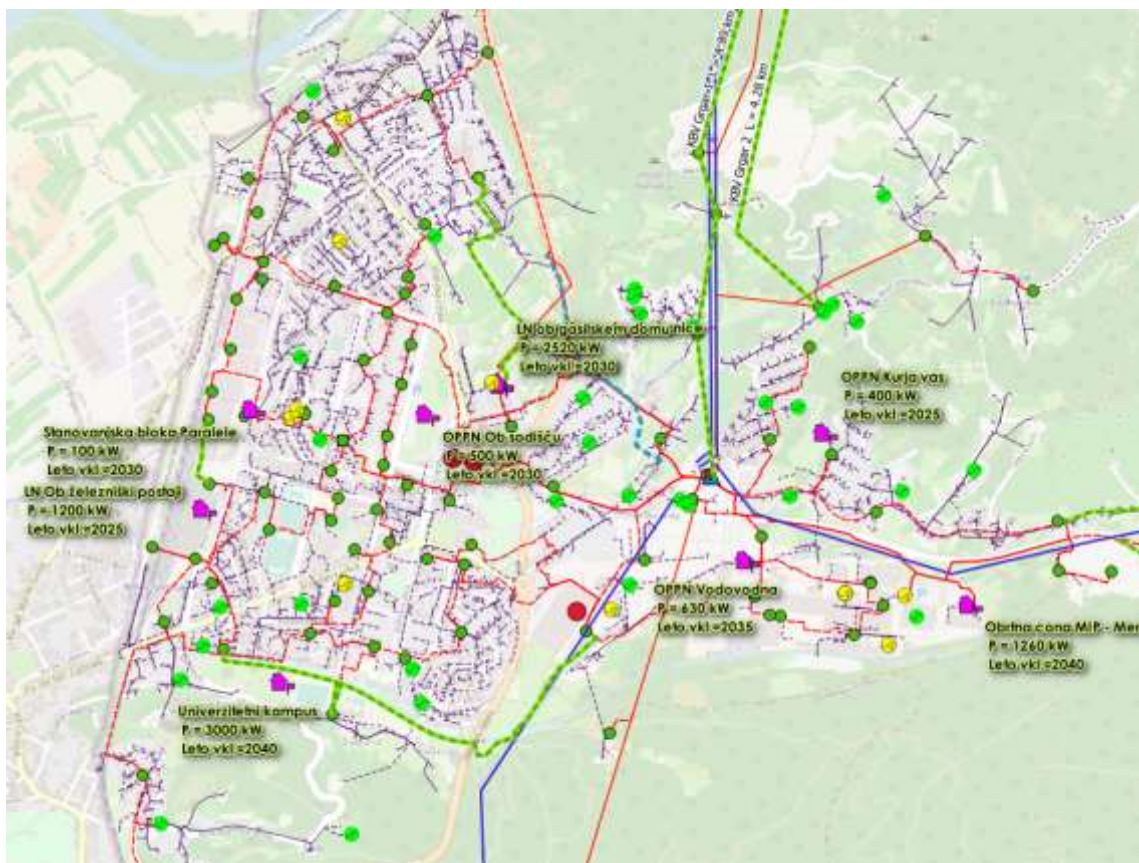
Razvoj mestnega omrežja v Gorici je bila v preteklem obdobju močno podhranjena. Na to kažejo kazalci neprekinjenosti napajanja, saj se še posebej na južnem delu mesta (t.j. Izvod Final) pojavlja večje število prekinitev zaradi stanja kabskega omrežja in neustrezne strukture omrežja (mreža).

Da bi zmanjšali število prekinitev je potrebno obnoviti omrežje, predvsem pa prenoviti strukturo tega omrežja in oblikovati ustrezne »čiste« zanke brez kabskih odcepov, ki so bili zaradi stohastičnega razvoja na tem področju ustvarjeni v preteklosti. Zaradi odcepov je odkrivanje napak v omrežju zamudno, kar kvari predvsem kazalce SAIDI.

Poleg rekonstrukcije kablovodov je ključno, da se zgradi nov izvod med RTP Gorica 110/20 kV in TP Erjavčeva, ki bo omogočal ustrezen razplet omrežja.

Na severnem delu Gorice je potrebno izgraditi nov kabel med UNZ in Solkan šola. Kabelska povezava je bila že zgrajena.

Prav tako se je zgradil mestni razklop omrežja TP Ledine, ki omogoča večjo fleksibilnost pri izkoriščanju kabelskih povezav v Gorici.



Slika 76) Nove kabske povezave na področju Gorice za razplet omrežja. Rekonstrukcije niso označene.

DV Spodnji Lokovec – Spodnji Lokovec 2

S povezovalnim daljnovodom AlFe 70/12 mm² bomo izboljšali zanesljivost napajanja odjemalcem na izvodu Čepovan.

Približna dolžina je 1 km. Izgradnja je predvidena v obdobju 2021-2022.

KB izvod Ajdovščina iz Gorice

Povezava med Novo Gorico in Ajdovščino je izpostavljena vetru, kar na izvodu Ajdovščina povzroča večje število prekinitev. Med Gorico in Ajdovščino je nastala industrijska cona Gojače, ki ji moramo zagotavljati ustrezno kakovost napajanja.

KB Ajševica – RP Rožna Dolina

Izvod Final iz Nove Gorice v NOS napaja Rožno Dolino. Rezervno obratovalno stanje se zagotavlja v daljinsko vodenem objektu RP Rožna Dolina po izvodu Vrtojba Gradišče. Da bi lahko dolgoročno zagotovili ustrezno rezervno napajanje, izboljšali zanesljivost na področju Stare gore in Ajševice se bo nadaljevalo z vzankanjem mestnega odjema z izvodom Kurja vas proti Stari Gori in dalje proti Rožni Dolini. Po kablenju tega izvoda RP Rožna Dolina zgubi svoj osnovni namen in se ga lahko ukine.

KB RTP Vrtojba – Gradišče

Nov kabelski izvod omrežja Volčja draga – RP Gradišče bo dodatno razbremenil izvod Vrtojba – Gradišče in ustrezno razdelil predolgo nadzemno omrežje na tem področju. Na področju Komna smo v preteklosti dobivali pritožbe glede velikega števila prekinitev.

RP Gradišče z izgradnjo dodatnega voda postane težiščna postaja z dvema osnovnima napajalnima vodoma. S tem se razbremeni podeželski izvod Volčja Draga, ki se trenutno uporablja za osnovno napajanje dela odjema RP HE Gradišče in podeželski odjem med Vrtojbo in Gradiščem.

KB RP Bilje – Temnica

Kabelska povezava v skupni dolžini 5,8 km bo dolgoročno zagotavljala ustrezno rezervno povezavo ob izpadu povezav RTP Vrtojba -> RP Sela ali RTP Vrtojba -> RP Komen. S povezavo zagotavljamo zadostne prenosne zmogljivosti za napajanje odjema na Krasu.

Zaradi večinskega deleža gospodinjstev na podeželskem omrežju na Krasu, bo potrebno te povezave ojačiti v skladu z REDOS študijami.

KB RTP Ajdovščina – RP Hubelj

Za ločitev mestnega od podeželskega omrežja v mestu Ajdovščina je potrebno zgraditi kabelski izvod med RTP Ajdovščina 110/20 kV do RP Hubelj. S tem kablom se bo dolgoročno napajal predvsem izvod Predmeja, ki napaja izpostavljen odjem na hribih nad Ajdovščino.

Izvedba te povezave ukinja potrebno EP za uporabo RP Hubelj, še posebej po izvedbi izvoda Lokovec, ki je predviden ob izvedbi povezave RTP Ajdov

KB izvod Gorica in Lokavec iz Ajdovščine

Postopno kabliranje izvoda Gorica, ki služi za rezervno napajanje odjema Gojač in rezervi izvoda Ajdovščina iz Gorice, je smiselno že zaradi prej opisanega problema z vetrom in novo nastale industrijske cone na področju med Ajdovščino in Gorico.

Kabelsko traso bomo izkoristili še za kabliranje izvoda Lokavec iz smeri Dobravelj, ki se trenutno napaja iz RP Hubelj. S tem bomo odvzeli funkcijo RP Hublju, ki lahko postane navaden TP. (Slika 57)

KB Postojna (mestno omrežje in izvod Malni)

Omrežje v mestu Postojna je staro, njegova struktura ne zagotavlja več ustrezne zanesljivosti omrežja. Za lažje obratovanje bo potrebno predelati strukturo mestnega omrežja. Osnovni vod nove strukture (klas) se bo položil po celotni dolžini Titove ceste z nadaljevanjem do črpališča Malni.

KB izvod RTP Ilirska Bistrica - Šembije

Izvod Mesto 2 iz RTP Ilirska Bistrica napaja mestni in podeželski odjem Ilirske Bistrice in podeželski odjem proti Šembijam. Za ločitev mesta od podeželja je potrebno zgraditi nov izvod Šembije, ki bo služil tudi za rezervno napajanje izvodov Mesto 1 in Mesto 2.

KB izvod Plama

Na izvodu Plama so pripeti občutljivi odjemalci, ki zahtevajo visoko stopnjo kakovosti napetosti. Na tem področju so izdelani načrti za razširitev obrtne cone do leta 2025 z dodatnimi 2 MW priključne moči.

Zaradi obeh razlogov (upoštevali smo predvsem zagotavljanje rezervnega napajanja) bo potrebno do leta 2025 zgraditi nov kablovod iz Ilirske Bistrice v skupni dolžini 11,7 km. Slednje predstavlja 1/3 do sedaj realiziranega letnega plana EP.



Slika 77) Razvoj kabskega omrežja za Plamo in nov izvod Šembije iz Ilirske Bistrice.

KB RTP Dekani – Luka Koper (3 x Al 240 mm²)

Največji odjemalec Luka Koper predvideva znatno povečanje moči zaradi prehoda na električno napajanje dvigal, tovornih vlačilcev in povečanja hladilnih kapacitet. Zaradi močnih povezav med RTP Koper in RTP Dekani do Luke (3xKB Al 240 mm²) in zadostnih kapacitet v transformaciji je nova RTP Luka potrebna šele do l. 2035. V letu 2016 je položena večina kabske kanalizacije.

Napajanje bomo zagotovili z 20 kV kablovodom 3 X 3 X Al 240 mm² v skupni dolžini 8,5 km iz RTP Dekani.

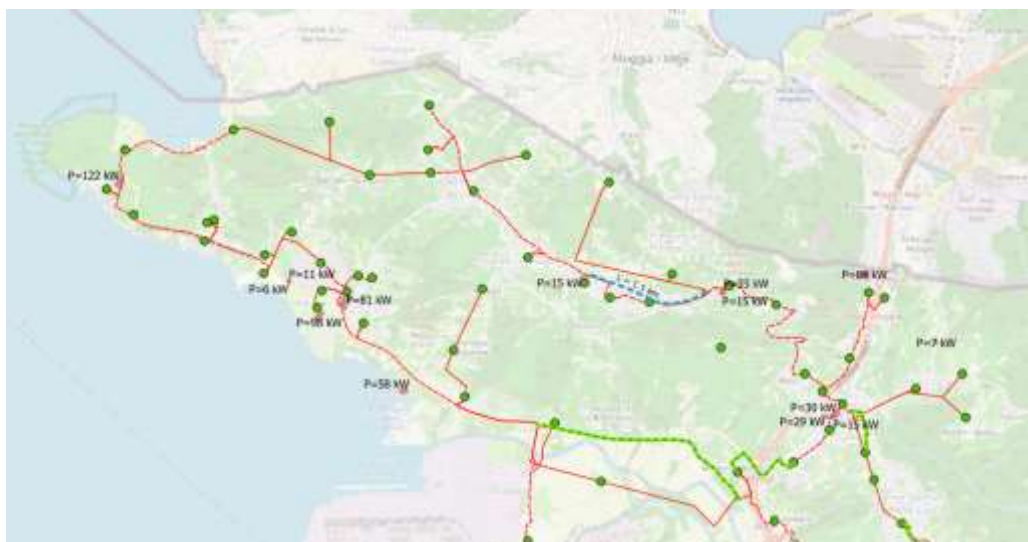
Zadostnost kabske povezave do Luke je odvisna tudi od hitrosti izpolnitve direktive EU za el. napajanje ladij med privezom. V tem primeru priključne moči znašale ca. 50 MVA, kar zahteva takojšnjo izgradnjo nove RTP, kjer je ključni problem zagotovitev ustreznih prenosnih povezav med Divačo in Koprom (ELES) in izgradnja kablovoda. V primeru izgradnje RTP bodo kabske povezave služile kot rezerva iz distribucijskega omrežja.

Na tem področju bo potrebno razvoj prilagoditi dolgoročnim potrebam Luke Koper po zagotavljanju moči in uskladiti načrte. Trenutno jasne slike na tem področju še ni.

KB Miljski hribi

Ankaranski polotok pokriva dva izvoda Ankaran in Miljski hribi. Zaradi izpostavljenosti atmosferskim praznitvam in želji po doseganju boljših kazalcev neprekinjenosti napajanja smo se odločili, da izvoda kabliramo. Trenutno in predvideno stanje je prikazuje Slika 78. Dolgoročno je potrebno zagotoviti ustrezno rezervno obratovalno stanje ob izpadu izvoda Ankaran. Slednje je postalo v zadnjem času že problematično, saj simulacije kažejo relativno velik padec napetosti in obremenitve izvoda Ankaran v rezervnem napajanju. Študijsko [7] je predvidena ojačitev izvoda in vzpostavitev prečne povezave za zagotavljanje ustreznih padcev napetosti v rezervnem stanju.

Zaradi visokih moči je predvidena razdelitev moči zanke na tri dele, kjer bi nov izvod Tinjan prevzel del moči na področju Škofij.



Slika 78) Pregled planov kablitve Ankaranskega polotoka – (podlaga OSM).

KB Mohoreči – Kubed

Izpad izvoda Rižana v RTP Dekani, povzroči pri vzpostavitvi rezervnega napajanja nedopustne padce napetosti. Rešitev slabih napetostnih razmer, predstavlja izgradnja povezave med TP Mohoreči in TP Kubed v dolžini 1,3 km. Povezava se bo gradila v kabelski izvedbi.

KB izvod Strunjan

Izvod Južna cesta iz RP Izola 20 kV trenutno poleg mestnega omrežja na področju Sansimona in Jagodja napaja podeželsko omrežje med Jagodjem in Strunjanom z zankanjem na izvod Fiesa na Belem križu. Da se motnje tega izvoda ne bi prenašala v mestno omrežje je potrebno zgraditi nov izvod Strunjan (nova kabelska povezava med RP Izola 20 kV in Jagodjem) .

Slednja je še posebej pomembna za zagotovitev ustreznih povezav za napajanje Belega križa ob izpadu 110 kV povezave med Izolo in Lucijo.



Slika 79) Predvideni potek izvoda Strunjan iz bodoče RTP 110/20 kV Izola.

KB Piranski polotok

Na Piranskem polotoku se je začelo s preoblikovanjem strukture mestnega omrežja, ki bo dolgoročno zagotavljalo ustrezno kakovost električne energije. Problem predstavlja gostota odjema, hiter porast obremenitev in problematika umeščanja povezav v prostor.

Po končanem preoblikovanju omrežja, bo struktura omrežja prevzela obliko klas. Preoblikovanje omrežja zahteva dograditev več krajših povezav, ki so definirane v razvojnih študijah za to področje [7] .

4.2.9 Transformatorske postaje (TP)

Izgradnja transformatorskih postaj (TP) SN/NN dopolnjuje izgradnjo SN omrežja kot vezni člen do odjemalcev.

Z novogradnjami in rekonstrukcijami transformatorskih postaj vplivamo na kakovost električne energije odjemalcev, ki se slabša z rastjo odjema.

Elektro Primorska planira v celotnem načrtovanem obdobju skupno 448 novogradenj in 445 rekonstrukcij TP. Novogradnje v pospešenem razvojnem načrtu, za zagotavljanje ustreznih prenosnih kapacitet, pričakujemo predvsem zaradi dodatnih interpolacij NN omrežji. Zgolj povečava preseka in zamenjava transformatorja v večini primerov ne bo dovolj.

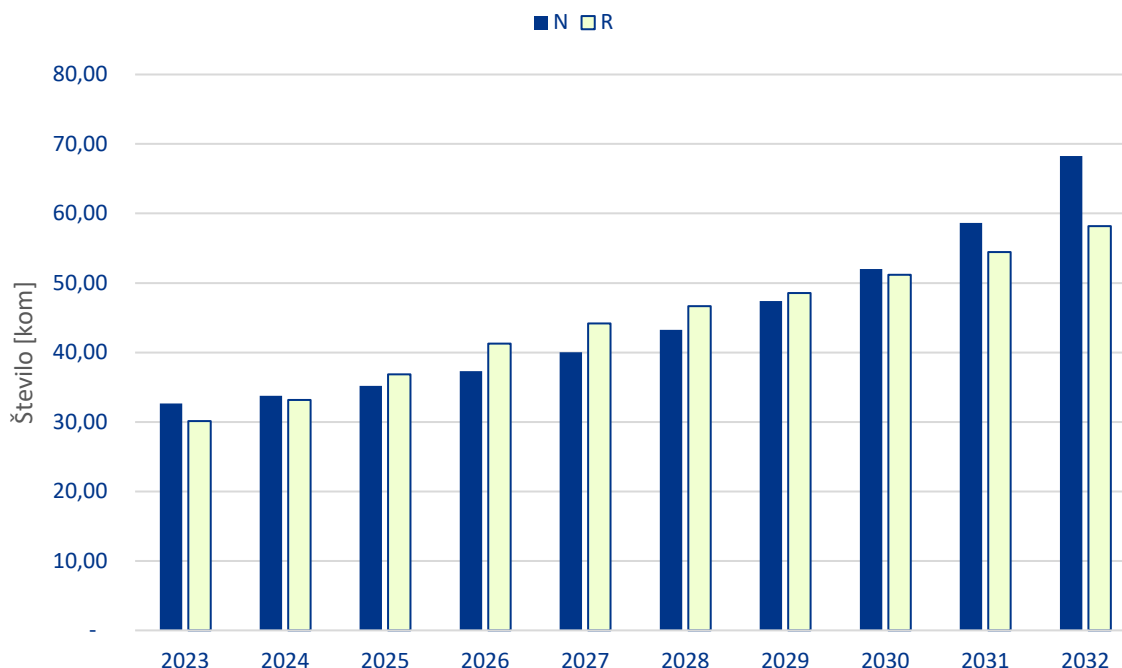
Če upoštevamo dodatne obremenitve zaradi novih uporabnikov s toplotnimi črpalkami in električnimi avtomobili bo potrebnih še bistveno več novogradenj. Razčlenitev po razlogih za investiranje so prikazani v pogl. 4.2.11.

Pri zamenjavah transformatorjev bodo poleg klasičnih rekonstrukcij z zamenjavo transformatorja tudi nadomestitve obstoječih transformatorskih postaj z novo transformatorsko postajo. Z nadomestitvijo in premaknitvijo transformatorske postaje poskrbimo, da se s postajo ponovno prilagodimo spremenjeni prostorski ureditvi odjema, kar ima večji učinek na kakovost napetosti in izgube kot le zamenjava transformatorja.

Poleg rekonstrukcij s klasičnim večjim transformatorjem so v tem razvojnem načrtu v razširjeni varianti predvidene tudi rekonstrukcije z regulacijskimi transformatorji, kar lahko razvojni načrt še dodatno poveča na postavki TR. Ker trenutno še nimamo simulacijskega orodja za izbiro primerne lokacije regulacijskega transformatorja in ekonomske podlage za izračun dolgoročnih stroškov v primerjavi s klasično ojačitvijo, smo pri osnovni varianti pri rekonstrukcijah in novogradnjah nekoliko zadržani pri uporabi teh rešitev.

Aktivna regulacija zahteva regulacijo stopenj v odvisnosti od spektra obratovalnih stanj. Slednje je lahko vprašljivo povsod tam, kjer imamo na transformatorski postaji NN izhode z različno penetracijo proizvodnih virov. Primere lokacij za implementacijo transformatorskih postaj v omrežje je tako potrebno izbrati glede na spekter pričakovanih obratovalnih stanj in omejitev v omrežju. Uporabo tovrstnih transformatorskih postaj je možno le z ustrezno simulacijo omrežja na osnovi preteklih in bodočih (simuliranih) časovnih serij t.i. kvazi dinamična analiza, podobno kot za hranilnike električne energije. Koordinacija regulacije se v takšnih primerih izvaja lokalno na osnovi lokalne regulacijske zanke in merjenih napetosti na izvodih NN omrežja. Kljub velikemu potencialu tovrstnih transformatorskih postaj se je potrebno zavedati kompleksnejšega vzdrževanja le-teh, podrejenih sistemov za vodenje in analizo, ki morajo biti ciljno vgrajeni.

Skupno število novogradenj in rekonstrukcij transformatorskih postaj potrebnih za nemoten razvoj omrežja glede na predviden razvoj obremenitev in razpršene proizvodnje prikazuje spodnji graf.



Slika 80) Investicije v novogradnjo in rekonstrukcije TP 20/04 kV po letih.

Število novogradenj transformatorskih postaj je planirano glede na potrebe izhajajoče iz prostorskih aktov, vlaganj povezanih z kakovostjo oskrbe električne energije, vlaganj glede na ocenjeno stanje infrastrukture in obseg vlaganj zaradi priključevanja razpršenih virov, elektrifikacije prometa in ogrevanja.

Ključni premik, ki se je zgodil na tem področju so rekonstrukcije in novogradnje novih TP zaradi presejanja konične moči obremenitve zaradi razpršenih virov, nekaj pa se jih pojavlja zaradi novih vključitev oz. povečave moči obstoječih odjemalcev. Kljub temu, da je transformatorska postaja točkovni element je umeščanje novih TP v prostor, še posebej v strnjenih naseljih, problematično.

Slednje lahko razdelimo na vplive toplotnih črpalk, e-mobilnost in splošen porast obremenitev v sistemu. Dejanski delež posameznih ojačitev glede na trenutni proces identifikacije razlogov za ojačitev ni možen in ga lahko samo ugibamo iz napovedi in modelskih deležev povečave obremenitev razdelitev je zato samo ocenjena.

Predvidevamo, da bo konec obdobja potrebno poseči po nadgradnji instaliranih moči transformatorskih postaj oz. povečanja števila transformatorskih postaj zaradi interpolacije omrežja.

Obnova TP oziroma njihovih elementov je večinoma predvidena zaradi dotrajanosti stanja. V okviru obnove je zajeta obnova električne opreme ali gradbena sanacija zidanih in stolpnih transformatorskih postaj. Pri rekonstrukcijah je potrebno razmisliti o razvojni določitvi velikosti nove transformatorske postaje, ki bo odgovarjala izzivom zelene tranzicije.

Število novogradenj bi bilo smiselno povečati tudi zaradi zamenjave starih transformatorjev 20 kV, s katerimi bi znižali izgube v omrežju. Cilj bi bil znižanje izgub v omrežju. Gotovo je to smiselno za najstarejše transformatorje v omrežju in tiste, ki nimajo ustreznega prestavnega razmerja in je njihova magnetilna krivulja nasičena zaradi neprimernega prestavnega razmerja.

Reševanje slabih napetostnih razmer temelji na izboljšavi nizkonapetostnega omrežja (ustrezni preseki in materiali vodnikov), na izgradnji nove ali zamenjavi obstoječe transformacije z večjo ali optimizaciji lokacije transformatorskih postaj v SN omrežju.

Trenutno se kontrolne meritve s tem namenom še vedno aktivno vgrajujejo v sistem. Trenutno je vgrajenih 1300 kontrolnih meritev. Z vgrajevanjem pa bomo še nadaljevali. Poleg kontrolnih meritev bo verjetno smiselno določeno preiti na meritve posameznih izvodov omrežja z elementi vrste merilni instrument /

varovalna oprema izvoda, če bi to narekovala natančnost izračuna in povečana potrebna frekvenca vzorčenja na izvodu.

V izhodišču so te namenjene odkrivanju neupravičenega odjema, z njimi pa lahko nadziramo tudi obremenitve transformatorskih postaj in določamo prioritete zamenjav transformatorjev zaradi preobremenitev. Meritve bodo srednjeročno lahko služile za natančnejšo porazdelitev obremenitev v modelu SN omrežja, prav tako pa bo povečalo observabilnost sistema. Slednje je pomembno predvsem iz stališča zagotavljanja fleksibilnosti.

Pomembno vlogo bodo te meritve igrale tudi pri izhodiščni analizi napetostnih stanj v sistemu, saj bodo dolgoročno zagotavljale ustrezno referenčno točko pri opazovanju napetostnih razmer v NNO z izračunom padcev napetosti med transformatorsko postajo in merilnim mestom: $dU_{NNO} = U_{TP} - U_{MM}$. To analizo lahko ob ustreznih podatkovnih skladih in vpeljanih metodologijah vpeljemo že sedaj na tistih postajah, kjer se poleg moči po fazah merijo tudi napetosti.

4.2.10 Nizkonapetostno (NN) omrežje

Ojačitve nizkonapetostnega omrežja so ključnega pomena za dolgoročno vzdržnost napajanja odjemalcev ob zaznani povečavi e-mobilnosti in dinamiki sprememb ogrevanja s toplotnimi črpalkami. Po prehodu SN omrežja na 20 kV so prenosne zmogljivosti najbolj omejene prav v NN omrežju.

Nizkonapetostno omrežje igra ključno vlogo pri uresničevanju zastavljenih okoljskih ciljev Slovenije. Brez ustrezno dimenzioniranega NNO elektrifikacije prometa, ogrevanja predvsem pa vključevanja samooskrb v predvidenem obsegu, ki ga predvideva NEPN, ne bo. Kaj hitro se namreč lahko zgodi, da odjemalci ne bodo več mogli svojih samooskrb izkoristiti v celoti, saj bodo napetostne razmere onemogočale dodatno priključevanje, prav tako se na NN izvodu hitro preseže termične meje in padce napetosti ob povečanem obsegu e-mobilnosti.

Vprašanje se pojavlja le ali je sprememba investiranja na tem področju tudi praktično izvedljiva, saj gre za veliko spremembo dinamike novogradenj in rekonstrukcij, ki bisteno presega trenutne nivoje investiranja, še posebej v primeru obsežnejših potrebnih novogradenj. Omejitve, ki jih pričakujemo so predvsem na področju poseganja in umeščanja nove infrastrukture v prostor (5.3) , kadrovskih zahtev pri povečanju števila novogradenj in rekonstrukcij omrežja. Dinamika gradenj v zadnjih letih se je zaradi umeščanja infrastrukture v prostor upočasnila.

S povečanim celovitim vpogledom v podatke naprednega merilnega sistema, predvsem napetostnih razmer smo dobili popolnejši vpogled v stanje omrežja. Sprememba potrebne dinamike ojačitev se že kaže, še posebej na nekaterih šibko dimenzioniranih podeželskih omrežjih predvsem zaradi elektrifikacije ogrevanja. Iz podatkov je razvidno, da je stanje kritično in bodo že zaradi trenutnega stanja potrebna večja vlaganja tako v aktivne rešitve kot v klasične ojačitve, kot jih predvideva to poglavje. Skupni obseg, ki ga predvidevamo v tem načrtu je 1709 km novogradenj in 691 km rekonstrukcij NN omrežja. Gre torej za bistveno povečanje investiranja v omrežje glede na pretekla leta.

Ta obseg je določen glede na predhodno preračunane referenčne modele omrežja [16] in posodobitev za NR, ki ga je za potrebe razvojnega načrta izvedla fakulteta za elektrotehniko. Predviden obseg se lahko ob natančnejšem planiranju in razvoju tehnike še zmanjša. Potrebno pa bo izkoristiti vse možnosti, ki nam jih omogoča podatkovna analitika za odkrivanje asimetrij, neustrezno nastavljenih napetostnih profilov in možnosti za izkoriščanje fleksibilnosti omrežja kot tudi odjema. Fleksibilnost odjema je še posebej pomembna ob razvoju e-mobilnosti, saj polnilnice omogočajo relativno visoko fleksibilnost, ki jo lahko prilagajamo sistemskim omejitvam. V tem kontekstu bo predvsem pomembno, da bodo odjemalci motivirani za uporabo le-te ob pojavitvi večjih gostot polnilnic na NN omrežju.

Glede na obseg trenutno izgrajenega omrežja ne smemo pozabiti, da bo potrebno začeti postopno izvajati pospešene rekonstrukcije obstoječega omrežja, namreč, glede na obseg in življenjsko dobo daljnovodov in kablovodov bo potrebno to potrebno začeti pospešeno menjati. Glede na elektrifikacijo to sovпада tudi s potrebnim razvojem omrežja.

Razloge in utemeljitve investicijskih posegov v NN omrežje lahko razdelimo v naslednje skupine:

- obnove nizkonapetostnih omrežij zaradi dotrajanosti drogov, opreme in vodnikov nadzemnih vodov in zamenjave kablov pri kablovodih (obseg NN omrežja je v primerjavi z SN omrežjem relativno velik kar zahteva relativno visoke investicije zaradi amortizacije omrežja),
- širitev obstoječega nizkonapetostnega omrežja zaradi priključevanja novih odjemalcev pri gradnji novih transformatorskih postaj ali izvedbe novih izvodov iz obstoječih transformatorskih postaj,
- povečave moči obstoječega odjema priključenega na NN omrežje,
- priključevanje novih odjemalcev v NN omrežje,
- priključevanja razpršenih virov v NN omrežje,
- ojačitve nizkonapetostnih vodov zaradi povečanja moči (toplotne črpalke, e-mobilnost),

- slabih napetostnih razmer (kot posledica neustreznega obvladovanja spoznavnosti oz. nezmožnosti pravočasne izvedbe ojačitve).

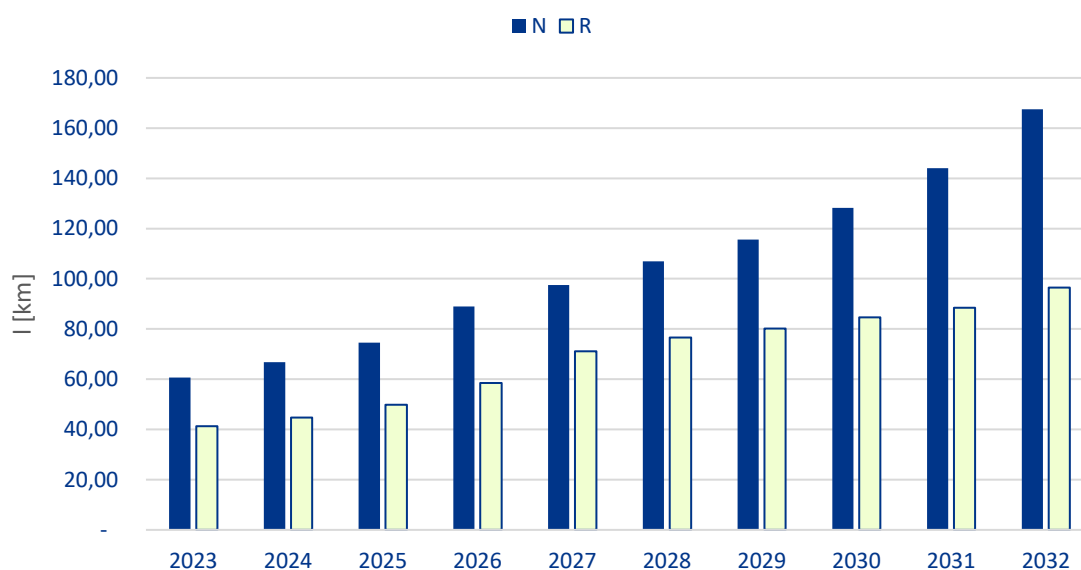
Omejitve pri gradnji so podane v okviru kriterijev načrtovanja NN omrežja, ki smo jih predstavili v pogl. 1.4. Robustno načrtovanje z upoštevanjem vseh razvojnih kriterijev je ključno, če hočemo učinkovito izkoristiti omrežje.

Slika 81 prikazuje predvidena vlaganja v nizkonapetostno omrežje v naslednjem 10 letnem obdobju, ki ga je potrebno izvesti, če hočemo odjemalcem zagotavljati ustrezno kakovost napajanja odjemalcem, ki bo vzdržno in dolgoročno ohranjala zadostno kakovost napetosti odjemalcem glede na napovedi.

V prvih letih razvojnega načrta pričakujemo povečavo investicij predvsem zaradi vključevanja samooskrb v distribucijsko omrežje, ki so v letu 2022 močno poskočile¹⁰. Slednje zahtevajo v veliko primerih ojačitve NN omrežja, bodisi z rekonstrukcijami nadzemnih vodov z vodnikom višjega preseka, izgradnjo novega izvoda omrežja ali pa novega izvoda v celoti. Verjetnost, da se na istem izvodu pojavi dodatna samooskrba oz. več le teh je vedno večja. Posledično to pomeni, da pričakujemo vedno večje potrebe po ojačitvah obstoječega omrežja v prihodnje, še posebej v začetnem obdobju.

Drug razlog za ojačitve nizkonapetostnega omrežja so gotovo toplotne črpalke, ki s svojim odjemom bistveno večajo število slabih napetostnih razmer v omrežju in preobremenitve vodov.

Pri rekonstrukcijah gre večinoma za rekonstrukcije oz. zamenjave obstoječih vodnikov do odjemalcev, še posebej v fazi zagotavljanja ustrezne prenosne zmogljivosti pri vključevanju razpršenih virov in reševanja slabih napetostnih razmer.



Slika 81) Novogradnje in rekonstrukcije NNO v prihodnjih letih.

Razčlenitev fizičnega vlaganja po razlogih za investiranje so prikazani ločeno v pogl. 4.2.11.

Reševanje slabih napetostnih razmer, poleg povečave moči SN/NN transformatorja temelji na zmanjševanju impedance NN omrežja od transformacije do porabnika. S tem posledično zmanjšamo tudi motnje v omrežju zaradi nelinearnih porabnikov in njihov vpliv na ostale odjemalce.

Potrebne investicije glede na stanje lahko grobo ocenimo, če izhajamo izključno iz predvidene življenjske dobe in pregledamo skupno dolžino nizkonapetostnega omrežja in obnov v preteklih letih glede na življenjsko dobo, dejansko pa iz popisanega sklada starosti elementov.

¹⁰ 17.6.2022 je v fazi vključitve v omrežje 906 novih samooskrb.

Elektro Primorska je v preteklih letih veliko vlagala v zamenjavo lesenih drogov z betonskimi. Prav to bo dolgoročno prineslo bolj vzdržna vlaganja v rekonstrukcije nadzemnega NNO v izhodiščnih letih. Kljub temu bo potrebno nivo investiranja dvigniti vsaj na nivo, ki ga določa življenjska doba in skupna dolžina NNO, ki nam poda minimalni delež vlaganj tudi brez podrobnih podatkov o stanju in amortizaciji opreme.

Rekonstrukcije pa se povečujejo predvsem zaradi povečave presekov vodnikov na obstoječih trasah.

Slednje je tudi predpogoj za optimalna vlaganja v prihodnje. Metodološki pristopi k načrtovanju pa zaradi velike količine podatkov temeljijo na energetski analitiki s pomočjo avtomatizacije obratovalnih in načrtovalskih analiz, kolikor je to možno. S povečano spoznavnostjo omrežja moramo predvsem doseči obratovalno optimizacijo obstoječih omrežji, kjer se predvsem s simetriranjem obremenitev, hitrejšo prepoznavo kritičnih področji z relativno nizkimi investicijskimi sredstvi lahko bistveno izboljša napetostne razmere odjemalcem, kar upoštevamo pri nivoju investiranja.

Namreč, v preteklosti so se omrežja gradila po konceptu »zgradi in pozabi«, ki so pri izgradnji uporabljale ocene najhujših scenarijev. S prihodom elektrifikacije in samooskrbe omrežja delujejo dosti bližje obratovalnim mejam in dosegajo bistveno višje letne priraste moči kot v preteklosti. Slednje nas sili, da posežemo po višji spoznavnosti. Rešitev je v t.i. aktivnem načrtovanju omrežja, kjer z večjo spoznavnostjo, ki jo prinašajo števci aktivno odločamo o lokacijah ojačitev, probleme pa rešujemo z aktivnimi elementi. Prav strategija prehoda na aktivno načrtovanje in obratovanje je temelj, ki bo zagotovil optimalnejše načrtovanje omrežja. Aktivno prilagajanje dinamiki sprememb v NN omrežju na osnovi podatkov NMS in posledično optimizacijo razvojnega načrta omogoča prioretizacijo obratovalnih pristopov in načrtovalskih postopkov lahko nekatere investicije v ojačitve NNO preložimo v prihodnje ali pa se jih v nekaterih primerih v celoti izognemo, saj poiščemo rezerve v obstoječem omrežju [18].

Ne glede na način in analitski pristop pri ojačitvah omrežja, uporabe aktivnih elementov, regulacije moči, integracije hranilnikov in drugih aktivnih pristopov, ki so del nabora elementov bodočega razvoja, ne bo možno brez bistvene ojačitve nizkonapetostnega omrežja.

Na EP zaradi konfiguracije terena pričakujemo poleg kabliranja NNO večje investicije v krajšanje nadzemnega omrežja z interpolacijo novih transformatorskih postaj in izgradnjo novih napajalnih vodov do obstoječih odjemalcev, ki krajša potreben obseg vlaganja.

Optimizacija bo morala slediti ekonomski optimizaciji na temelju primerjave variant, ki pa bo zahtevala v prvi fazi predvsem avtomatizacijo razvojnega procesa, tudi tu zahtevajo novi pristopi prilagoditev delovnih procesov in obsegov dela.

Razvojni načrt smo tako prilagodili novemu stanju tehnike, ki pa bo v prihodnje zahteval prilagoditve. Veliko je neznank, ki lahko bistveno vplivajo na nivo investiranja predvsem v ojačitve NNO. Pri investiranju gre za spekter možnosti, ki ga določa lokacija in moč novih vključitev odjema in proizvodnje. Investicije glede na prostor so lahko različne. Nivoje bo potrebno tako ciklično prilagajati glede na pretekla stanja.

4.2.11 Zbirni pregled fizičnega obsega vlaganja v razvoj SN in NN omrežja glede na vzroke

Pri delitvi fizičnega obsega vlaganja po vzrokih smo izhajali iz ocene, ki smo jo izvedli na osnovi izhodiščnega stanja in delitve sredstev v izhodiščnem stanju, ki je prenosorazmerna povečavi moči v omrežju in skalirana glede na potrebe. Točno oceno delitve je težko izvesti, saj se zgolj na moč in izhodiščni faktor ne da oceniti dejanskih obsegov potrebnih vlaganj. Ocena vedno izhaja iz agregirane skupne moči. Vsota ne deluje saj se vzroki prekrivajo.

Osnovni vzroki za vlaganje v omrežje so:

- Fizični obseg vlaganja v EDI zaradi prostorskih aktov in drugih predvidenih povečanih potreb po električni moči (Tabela 67 a, b c)¹¹,
 - Prostorski akti ;
 - Elektrifikacija prometa;
 - Elektrifikacija ogrevanja.
- Fizični obseg vlaganja v EDI na podlagi ocene stanja infrastrukture
- Fizični obseg vlaganja v EDI zaradi slabe kakovosti oskrbe.
- Fizični obseg vlaganja v EDI zaradi vključevanja in obratovanja razpršenih virov.
- Odkup EDI.

Vsi ti vzroki za investiranje so zgoj ocene glede na pretekle vzroke. Med njimi ni možno izvajati agregacije ne po ekonomski kot tudi finančni plati. Zmanjšanje investicij zaradi nižjega deleža razpršenih virov gotovo ne prinese skupno nižjega razvojnega načrta, saj so investicije med seboj nelinearno povezane.

Vlaganje zaradi povečave moči (prostorski akti, elektrifikacija prometa, elektrifikacija ogrevanja)

Tabela 67) Fizični obseg vlaganja v EDI zaradi prostorskih aktov in drugih predvidenih povečanih potreb po električni moči (T39_a).

Objekti/Leto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Skupaj
Razdelilne postaje SN	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
-novogradnje [kom]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-rekonstrukcije [kom]	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
SN omrežje	12,4	18,8	18,8	20,6	21,3	26,5	22,2	20,7	17,2	13,4	192,0
-novogradnje [km]	8,8	15,7	15,6	17,6	18,4	23,5	19,1	17,4	13,6	9,5	159,2
nadzemni vodi [km]	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	4,0
podzemni vodi [km]	8,4	15,3	15,2	17,2	18,0	23,1	18,7	17,0	13,2	9,1	155,2
-rekonstrukcije [km]	3,6	3,1	3,2	3,0	2,9	3,0	3,1	3,3	3,6	3,9	32,8
nadzemni vodi [km]	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,7	1,9	2,2	16,5
podzemni vodi [km]	2,1	1,6	1,7	1,5	1,4	1,4	1,5	1,6	1,7	1,7	16,3
TP SN/NN	8	9	9	13	15	13	12	11	10	8	107
-novogradnje [kom]	6	6	6	9	11	9	7	7	5	4	71
-rekonstrukcije [kom]	2	3	3	4	4	4	4	4	4	4	37
NN omrežje [km]	12,3	13,7	14,0	14,5	14,3	13,9	13,5	11,8	9,3	6,9	124,1
-novogradnje [km]	11,5	12,7	12,9	13,4	13,3	12,9	12,4	10,7	8,2	5,7	113,6
nadzemni vodi [km]	2,3	3,3	3,7	4,0	3,7	3,6	3,1	2,3	1,6	0,8	28,3

¹¹ Obsegi po vzrokih v tem poglavju so ocenjeni, saj lahko vrednotimo le skupni porast moči na nelinearnem modelu obremenitev.

podzemni vodi [km]	9,2	9,3	9,2	9,5	9,5	9,3	9,3	8,4	6,6	4,9	85,3
-rekonstrukcije [km]	0,8	1,1	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	10,5
nadzemni vodi [km]	0,8	1,1	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	10,5
podzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 68) Fizični obseg vlaganja v EDI zaradi elektrifikacije prometa (T 39_b)

Objekti/Leto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Skupaj
Razdelilne postaje SN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-novogradnje [kom]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-rekonstrukcije [kom]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SN omrežje	2,6	4,8	5,5	5,9	7,4	4,7	5,1	4,7	5,6	4,2	50,5
-novogradnje [km]	2,5	4,7	5,4	5,8	7,3	4,6	5,0	4,6	5,5	4,1	49,5
nadzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
podzemni vodi [km]	2,5	4,7	5,4	5,8	7,3	4,6	5,0	4,6	5,5	4,1	49,4
-rekonstrukcije [km]	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,0
nadzemni vodi [km]	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,0
podzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TP SN/NN	0	0	1	2	5	6	7	9	11	12	52
-novogradnje [kom]	0	0	0	1	3	4	5	6	5	5	30
-rekonstrukcije [kom]	0	0	0	1	1	2	2	4	5	7	23
NN omrežje [km]	0,4	1,9	3,6	5,4	16,7	19,5	21,4	22,2	23,6	31,0	145,7
-novogradnje [km]	0,4	1,9	3,0	3,1	11,3	13,1	14,3	14,4	14,6	19,4	95,7
nadzemni vodi [km]	0,2	0,3	0,5	0,7	1,1	1,0	1,3	1,4	1,3	0,8	8,6
podzemni vodi [km]	0,2	1,6	2,5	2,4	10,2	12,0	13,1	13,1	13,4	18,6	87,1
-rekonstrukcije [km]	0,0	0,0	0,6	2,3	5,4	6,4	7,1	7,7	9,0	11,6	50,0
nadzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,6	2,3	5,4	6,4	7,1	7,7	9,0	11,6	50,0
podzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 69) Fizični obseg vlaganja v EDI zaradi elektrifikacije ogrevanja (T 39_c)

Objekti/Leto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Skupaj
Razdelilne postaje SN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-novogradnje [kom]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-rekonstrukcije [kom]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SN omrežje	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2,0
-novogradnje [km]	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,0
nadzemni vodi [km]	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,0
podzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-rekonstrukcije [km]	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,0
nadzemni vodi [km]	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,0
podzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TP SN/NN	10	10	11	20	18	16	15	15	13	11	140
-novogradnje [kom]	8	8	9	17	15	12	10	10	8	6	105
-rekonstrukcije [kom]	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	34
NN omrežje [km]	33,9	34,3	34,1	34,6	35,6	35,7	32,4	29,1	28,7	25,9	324,2
-novogradnje [km]	22,3	22,8	22,5	23,0	23,7	23,7	20,3	16,9	16,3	12,9	204,3
nadzemni vodi [km]	1,0	1,3	1,4	1,4	1,7	1,5	1,4	1,1	0,7	0,4	11,9
podzemni vodi [km]	21,3	21,5	21,1	21,6	22,0	22,2	18,9	15,8	15,5	12,5	192,4
-rekonstrukcije [km]	11,6	11,6	11,6	11,6	11,9	12,0	12,1	12,2	12,5	13,0	120,0
nadzemni vodi [km]	11,6	11,6	11,6	11,6	11,9	12,0	12,1	12,2	12,5	13,0	120,0
podzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0



Vlaganje zaradi slabe kakovosti oskrbe

Tabela 70) Fizični obseg vlaganja v EDI zaradi slabe kakovosti oskrbe (T41).

Objekti/Leto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Skupaj
Razdelilne postaje SN	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	3
-novogradnje [kom]	0	0	0	0	0,5	0,5	0	0	0	0	1
-rekonstrukcije [kom]	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2
SN omrežje	8,3	10,1	10,0	12,5	14,4	12,9	11,5	9,7	8,4	7,8	105,7
-novogradnje [km]	2,1	3,8	3,7	6,1	8,0	6,5	5,0	3,4	2,2	1,7	42,7
nadzemni vodi [km]	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	1,1
podzemni vodi [km]	2,0	3,7	3,6	6,0	7,9	6,4	4,9	3,3	2,1	1,6	41,6
-rekonstrukcije [km]	6,2	6,3	6,3	6,5	6,4	6,4	6,4	6,3	6,2	6,1	63,1
nadzemni vodi [km]	6,1	6,2	6,2	6,3	6,3	6,3	6,3	6,1	6,1	5,9	61,8
podzemni vodi [km]	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,2
TP SN/NN	3	4	4	5	6	5	5	5	5	4	47
-novogradnje [kom]	2	3	3	4	5	4	4	4	4	3	37
-rekonstrukcije [kom]	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10
NN omrežje [km]	8,5	8,5	8,7	8,7	8,7	8,9	8,5	8,3	8,3	8,0	85,1
-novogradnje [km]	3,0	3,0	3,2	3,2	3,2	3,3	2,9	2,3	1,8	1,1	27,0
nadzemni vodi [km]	2,0	2,0	2,2	2,2	2,2	2,3	2,1	1,6	1,2	0,7	18,5
podzemni vodi [km]	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,7	0,6	0,4	8,5
-rekonstrukcije [km]	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,7	6,0	6,6	6,8	58,1
nadzemni vodi [km]	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,2	5,5	6,0	6,5	53,1
podzemni vodi [km]	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,4	5,0

Gradnja omrežja zaradi stanja infrastrukture

Obsegi so določeni glede na prekrivanje obstoječega obsega, življenjske dobe posameznih elementov in prekrivanja z že predvidenimi investicijami v distribucijsko omrežje zaradi drugih vzrokov (glej pogl.3.2).

Prav vlaganje na osnovi stanja je razvojno najbolj primerljivo. Načeloma velja, da je količina potrebnega vlaganja za trajnostno vzdrževanje distribucijskega omrežja:

$$\text{Letni obseg vlaganj} = \frac{\text{Količina omrežja}}{\text{Tehniška življenjska doba}}$$

Podaljšanje življenjske dobe je pri nekaterih elementih možno z zamenjavo kritičnih podelementov, vendar se ne glede na to obseg bistveno ne spreminja glede na zgoraj postavljenega. Razlikuje se seveda glede na okoljske vplive, izrabljenost (npr. obremenitve transformatorja) ipd.

Pri tem je potrebno upoštevati zamenjave elementov iz stališča drugih vzrokov za investiranje, vendar obsegi ne smejo bistveno odstopati od predvidenih po zgornji enačbi.

Podaljšanje življenjske dobe je seveda pomembno predvsem v kontekstu nižjih vlaganj, v nedogled pa tudi to ne gre. Hitro se lahko zgodi, da preidemo z večjim številom elementov v drugi del »banjaste« krivulje, ki lahko predstavlja višje nepredvidene stroške. Zato je na tem področju podobno kot za ostale energetske systemske parametre potrebno imeti dinamična merila. Slednja se lahko na osnovi delovnih nalogov izvedejo v sistemih vzdrževanja.

Tabela 71) Fizični obseg vlaganja v EDI na podlagi ocene stanja infrastrukture (T42) .

Objekti/Leto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Skupaj
Razdelilne postaje SN	3	3	4	3	1	1	4	3	1	1	24
-novogradnje [kom]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-rekonstrukcije [kom]	3	3	4	3	1	1	4	3	1	1	24
SN omrežje	29,2	33,9	34,1	36,0	37,2	36,3	35,4	35,4	35,0	34,6	347,2
-novogradnje [km]	2,2	3,7	3,7	5,4	6,2	5,1	4,0	3,6	2,9	2,2	39,1
nadzemni vodi [km]	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,0
podzemni vodi [km]	1,9	3,4	3,4	5,1	5,9	4,8	3,7	3,3	2,6	1,9	36,1
-rekonstrukcije [km]	27,0	30,2	30,4	30,6	31,0	31,2	31,4	31,7	32,2	32,3	308,1
nadzemni vodi [km]	25,5	25,9	26,1	26,2	26,6	26,8	27,0	27,2	27,6	27,7	266,6
podzemni vodi [km]	1,5	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,5	4,6	4,6	41,5
TP SN/NN	18	19	20	22	23	23	23	23	23	24	215
-novogradnje [kom]	2	2	2	3	4	3	2	2	2	1	25
-rekonstrukcije [kom]	15	16	17	18	19	20	20	20	21	23	190
-zamenjava transformatorjev nad 40 let [kom]	25	27	29	30	34	36	34	34	35	38	322
-zamenjava transformatorjev od 30 do 40 let [kom]	15	19	23	25	34	36	34	34	35	38	293
-zamenjava vseh transformatorjev [kom]	41	46	52	56	68	72	67	68	70	75	615
NN omrežje [km]	15,5	20,2	25,4	32,8	42,2	46,1	47,6	49,2	47,7	47,9	374,6
-novogradnje [km]	6,1	8,1	8,9	9,6	10,1	10,3	9,7	9,0	7,5	6,4	85,7
nadzemni vodi [km]	0,1	0,1	0,5	0,7	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,5	8,6
podzemni vodi [km]	6,0	7,9	8,5	8,9	9,1	9,2	8,6	7,8	6,3	4,9	77,1
-rekonstrukcije [km]	9,4	12,2	16,4	23,2	32,0	35,8	37,9	40,2	40,2	41,5	288,9
nadzemni vodi [km]	2,8	8,5	12,8	19,5	28,4	32,1	34,2	36,5	36,8	38,2	249,8
podzemni vodi [km]	6,6	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,4	3,3	39,1

Fizična vlaganja zaradi vključevanja in obratovanja razpršenih virov

Določen z oceno obsega vlaganja (napovedi) in tipično razpoložljivo omrežje. Na SN nivoju se določa glede na vozliščno zmogljivost v NN omrežje pa glede na povprečna vlaganja za ojačitev posamezne elektrarne v preteklosti, povprečni model distribucijskega omrežja in obseg vlaganja.

Glede na prejšnja leta je prav tu bistveno povečano investiranje v NN omrežje, ki bo še v naprej igralo ključno vlogo ob predvideni elektrifikaciji. Slednje se delno prekriva z manjkom investiranja zaradi vseh prej omenjenih eneregetsko pogojenih vzrokov za investiranje.

Tabela 72) Fizični obseg vlaganja v EDI zaradi vključevanja in obratovanja razpršenih virov (T43).

Objekti/Leto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Skupaj
Razdelilne postaje SN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-novogradnje [kom]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-rekonstrukcije [kom]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SN omrežje	8,1	8,1	8,2	17,8	25,5	16,2	13,7	9,0	7,9	5,6	120,0
-novogradnje [km]	8,1	8,1	8,2	17,8	25,5	16,2	13,7	9,0	7,9	5,6	120,0
nadzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
podzemni vodi [km]	8,1	8,1	8,2	17,8	25,5	16,2	13,7	9,0	7,9	5,6	120,0
-rekonstrukcije [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nadzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
podzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TP SN/NN	23	24	26	34	40	37	34	35	34	33	320
-novogradnje [kom]	14	14	14	21	25	22	18	18	17	16	180
-rekonstrukcije [kom]	9	10	12	14	14	15	16	16	17	17	140
NN omrežje [km]	70,7	72,3	76,8	77,6	87,1	71,5	57,6	50,3	46,8	43,1	653,8
-novogradnje [km]	56,9	58,1	62,4	62,9	72,1	55,9	41,5	32,9	27,8	21,0	491,4
nadzemni vodi [km]	8,3	9,4	9,0	9,2	8,9	8,4	8,4	6,7	5,9	4,0	78,1
podzemni vodi [km]	48,6	48,7	53,4	53,7	63,2	47,5	33,1	26,3	21,9	16,9	413,3
-rekonstrukcije [km]	13,8	14,2	14,5	14,7	15,1	15,6	16,1	17,3	19,0	22,1	162,4
nadzemni vodi [km]	13,8	14,2	14,5	14,7	15,1	15,6	16,1	17,3	19,0	22,1	162,4
podzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Obseg odkupa EDI

Obseg zaradi odkupa EDI izhaja iz preteklih vlaganj v to področje, bistvenega povečanja v prihodnje ne pričakujemo.

Tabela 73) Fizični obseg odkupa EDI (T44).

Objekti/Leto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Skupaj
Razdelilne postaje SN [kom]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SN omrežje [km]	1,8	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	11,8
nadzemni vodi [km]	1,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	5,7
podzemni vodi [km]	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	6,0
TP SN/NN [kom]	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10
NN omrežje [km]	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2,0
nadzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
podzemni vodi [km]	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2,0

Skupna fizična vlaganja v RP, TP, SNO, NNO omrežje

Spodnja zbirna tabela prikazuje skupno vsoto vseh investicijskih vlaganj na področju EP, ki so potrebna v osnovne elemente SN in NN omrežja. Pri določanju obsega vlaganj je potrebno biti pazljiv, saj so med seboj investicije povezane zgolj s skupnim porastom moči ali pa pripadajo več razlogom hkrati.

Tabela 74) Fizični obseg vlaganja v EDI – zbirno (T 45)

Objekti/Leto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Skupaj
Razdelilne postaje SN	5	3	4	3	2	2	5	3	1	1	28
-novogradnje [kom]	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1
-rekonstrukcije [kom]	5	3	4	3	1	1	5	3	1	1	27
SN omrežje	67,0	86,4	89,6	114,6	137,3	127,1	116,7	105,7	98,3	84,6	829,2
-novogradnje [km]	23,8	36,2	36,6	52,7	65,6	56,0	47,0	38,2	32,2	23,2	411,4
-nadzemni vodi [km]	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	9,2
-podzemni vodi [km]	22,8	35,3	35,7	51,8	64,7	55,1	46,1	37,3	31,3	22,2	402,2
-rekonstrukcije [km]*	43,3	50,2	53,0	61,9	71,7	71,2	69,8	67,5	66,2	61,4	417,8
-nadzemni vodi [km]**	34,5	34,3	34,5	34,7	35,1	35,3	35,6	35,8	36,3	36,5	352,7
-v podzemni izvedbi [km]	4,5	9,2	11,8	20,5	30,0	29,2	27,6	24,8	22,9	17,8	198,4
-v nadzemni vod [km]	34,5	34,3	34,5	34,7	35,1	35,3	35,6	35,8	36,3	36,5	352,7
-podzemni vodi [km]	4,3	6,7	6,8	6,7	6,5	6,6	6,6	6,8	7,0	7,1	65,1
TP SN/NN	63	67	72	97	108	101	96	98	95	94	892
-novogradnje [kom]	33	34	36	55	64	55	47	47	41	36	447
-število vseh TR SN/NN [kom]	33	34	35	51	63	55	47	47	41	36	442
-skupna moč vseh TR SN/NN [kVA]	12.254	13.363	14.672	22.280	29.111	26.328	23.731	24.532	22.273	20.183	208.727
-rekonstrukcije [kom]	30	33	37	41	44	47	49	51	54	58	445
-število vseh zamenjanih TR [kom]	56	63	71	79	93	99	96	99	103	111	869
-skupna moč vseh zamenjanih TR [kVA]	18.934	22.753	26.965	31.433	38.769	43.014	43.582	46.810	51.016	56.704	379.981
TR SN/NN											
- število [kom]	88	97	106	130	156	154	143	146	145	147	1.311
- skupna moč [kW]	31.188	36.116	41.638	53.713	67.880	69.342	67.313	71.343	73.289	76.887	588.708
NN omrežje [km]	167,5	182,8	201,0	232,8	290,6	271,6	248,3	228,6	216,1	215,3	1.709,6
-novogradnje [km]	100,3	106,5	112,9	115,1	133,7	119,1	101,1	86,3	76,2	66,5	1.017,7
-nadzemni vodi [km]	13,9	16,5	17,2	18,1	18,7	17,9	17,3	14,3	12,0	8,2	153,9
-podzemni vodi [km]	86,4	90,1	95,7	97,0	115,0	101,2	83,8	72,0	64,2	58,3	863,8
-rekonstrukcije [km]*	67,2	76,3	88,1	117,7	156,9	152,5	147,2	142,3	139,9	148,9	691,8
-nadzemni vodi [km]**	34,0	40,4	45,4	54,1	66,7	72,3	75,7	80,3	84,3	92,5	645,7
-v podzemni izvedbi [km]	25,9	31,5	38,3	59,2	85,8	75,9	67,0	57,6	51,4	52,4	545,1
-v nadzemni vod [km]	34,0	40,4	45,4	54,1	66,7	72,3	75,7	80,3	84,3	92,5	645,7
-podzemni vodi [km]	7,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,2	3,9	46,1

4.3 Napredna distribucijska omrežja

Cilj naprednih distribucijskih omrežji je boljši izkoristek obstoječega elektroenergetskega omrežja na osnovi optimizacije energijskih, informacijskih in poslovnih tokov med deležniki in omogočanje večje integracije razpršenih virov in odjema v obstoječe omrežje.

Krovni dokument, ki določa vsebino in ključne projekte je »Posodobitev nacionalnega programa pametnih omrežji« [16], kjer so posamezne vsebine podrobno obdelane. Elektro Primorska d.d. postavlja dinamiko izhodišča za določanje obsega potrebnih investicij tudi na osnovi temeljne interne IT/OT strategije [23] in ocen stanja lastne infrastrukture in potrebnih aktivnosti, ki so v njej zajete.

Ko govorimo o naprednih distribucijskih omrežjih se je potrebno zavedati, da lahko večino funkcij naprednega distribucijskega sistema opredelimo kot napredno obratovanje distribucijskega sistema. Slednje se z nastopom IoT tehnologij pri odjemalcih in proizvodnih virih lahko izkoriščamo tudi za uvedbo sistemskih storitev distribucijskega omrežja.

Pot do tja je povezana predvsem z uvedbo celovitih podatkovnih skladov, saj se regulacije izvajajo z regulacijo sistemov preko simulacijske zanke t.i. .

V določenih primerih pa zaradi vpliva, ki ga te funkcije imajo slednje posegajo v dolgoročno načrtovanje distribucijskega sistema in jih moramo tudi tako obravnavati. Trenutno teh funkcionalnosti zaradi njihove časovno odvisne narave ne moremo obravnavati z obstoječimi distribucijskimi podatkovnimi modeli.

Kot takšno vnaša nove elemente v klasični razvoj distribucijskih omrežji, ki jih prej zaradi stanja tehnike nismo izkoriščali.

Uvajanje naprednih distribucijskih omrežji ne pomeni odmik od ustaljenih konceptov razvoja omrežja, obratovalne prednosti, ki jih te tehnologije prinašajo pa je potrebno upoštevati že v fazi razvoja, saj v nekaterih primerih zakasnijo potrebna vlaganja v omrežje.

Temeljna vloga razvoja je, da ne glede na uporabljeno tehnologijo za ojačitev **skrbi za dolgoročno maksimalno izkoriščena sredstva**.

Tehnologije naprednih distribucijskih omrežji nam lahko pomagajo pri boljši izkoriščenosti obstoječega omrežja. Ključna je informatizacija sistema, ki nam s telekomunikacijskim omrežjem omogoča vodenje naprednih funkcij in regulacijo v okviru obratovalnih omejitev omrežja.

Nove tehnologije lahko delno vplivajo na izkoriščenost obstoječe infrastrukture in nivoje načrtovanja. Z uporabo nekaterih prijemov lahko posežemo namreč v življenjsko dobo opreme, ki je izven okvirov klasičnega obratovalnega (začasnega) posega.

Pri tem igra ključno vlogo ekonomsko dolgoročno vrednotenje posameznih tehnologij naprednih omrežji v kombinaciji z natančno definirano ekonomsko funkcijo evalvacije klasičnih ojačitev.

Slednje pa pomeni, da je potrebno imeti ustrezna razvojna orodja, ki bodo lahko ekonomsko in tehnično analizo izvajala na primerljiv način glede na parametre obstoječega elektroenergetskega omrežja, energetske razmere in spremembo metodologije, ki nam predvsem pri primerjavi naprednih rešitev v primerjavi z klasičnim razvojnim procesom opazovanja skrajnih mej v omrežju narekuje analizo več stanj. Brez celovitega popisa modela omrežja in ustrezne metodologije je npr. fleksibilnost nemogoče vrednotiti.

Uvedba poslovnega in funkcijskega nivoja naprednih omrežji je odvisna od celovitega razvoja IKT tehnologij na področju.

Osnovni elementi IKT plasti so:

- Meritve v sistemu;
- Komunikacije;
- Informacijski nivo .

Osnovni cilji, ki jim z uvedbo naprednih omrežji sledimo so:

- Optimizacija integracije razpršenih virov v distribucijski sistem;
- Optimizacija obratovanja in izrabe omrežja v okviru obratovalnih zmožnosti (načrtovanje obratovanja):
 - Integracija komponent aktivnih omrežji;
 - Integracija ADMS;
 - Optimizacija upravljanja s sredstvi na osnovi meritev;
 - Vpeljava procesov načrtovanja obratovanja;
- Zagotoviti odjemalcem bolj transparentne informacije o porabi električne energije in opcije za prilagajanje odjema tako, da lahko prisostvujejo pri prilagajanju porabe na osnovi ekonomskih vzgibov;
- Izboljšati zanesljivost napajanja na osnovi hitrejše zaznave okvar v sistemu (funkcionalnosti ADMS);

Ključni element naprednih omrežji je observabilnost, kar pomeni ustrezno število meritev na vseh napetostnih nivojih.

Napredna omrežja so širok spekter novih tehnologij, katerim skupni imenovalac je regulacija obratovalnih parametrov omrežja in prosumerjev na osnovi omejitev distribucijskega omrežja, ekonomskih in drugih vplivnih faktorjev.

S pričakovanim povečanjem dinamike odjema in proizvodnje na osnovi povečanja deleža e-mobilnosti in elektrifikacije ogrevanja, bo na primer potrebno negativne učinke povečanja obremenitev ustrezno omiliti z vzpostavitvijo kritičnih koničnih tarif in regulaciji – vodenju / regulaciji polnilnic glede na obremenjenost sistema v realnem dan naprej ali v realnem času.

Učinki nekaterih funkcionalnosti naprednih omrežji še niso v celoti znani zaradi neznanih socioloških in ekonomskih parametrov, zato je testiranje funkcionalnosti na manjšem delu omrežja še kako pomemben del uvedbe naprednih omrežji. Pomemben del projektov pa je predvsem zbiranje informacij o tehniških zmožnostih izkoristka distribucijskega z določeno tehniško rešitvijo in dolgoročno ekonomsko evalvacijo projekta s poudarkom na dolgoročnih stroških obratovanja in vrednotenju investicije skozi čas.

Ključni element naprednih omrežji je model omrežja, na katerem lahko izvajamo simulacije pretokov moči. Do sedaj so bili podatki zbrani v omejeni obliki le za SN omrežje, saj meritve v NN omrežju niso bile prisotne.

Obratovalne omejitve in stanje, ki ga pridobimo z ocenjevalnikom stanja, so ključne za decentralizacijo in vzpostavitev servisov odjemalcev, ki imajo za osnovo tehniške omejitve omrežja.

Šele, ko so omejitve poznane na osnovi modela omrežja, lahko postavimo sistem, ki kot alternativo izgradnji omrežja ponuja ekonomsko – tehnične ukrepe z uvedbo servisov pri odjemalcih v kontekstu storitev. Prav ta alternativni strošek je pomemben faktor pri ekonomskih analizah upravičenosti posameznih funkcionalnosti naprednih omrežji kot alternativa izgradnji in nove elemente utemljuje kot del funkcij pametnih omrežji¹².

Izkoristek podatkov naprednega merilnega sistema za obratovanje, načrtovanje in nenazadnje vodenje omrežja je ključni prvi korak k informatizaciji in pospešitvi procesa uvajanja naprednih omrežji.

Izhodišče za izkoriščanje zbranih podatkov je vpeljava napredne analitike energetskih podatkov. Sistemi za analitiko podatkov s strojnim učenjem in globokim učenjem so na razpolago v obliki odprtodnodnih rešitev. Za izkoriščanje teh zmožnosti pa je potrebno predvsem lastno znanje podatkovne analitike, ki je med najbolj iskanimi profili tudi v drugih industrijah, saj predstavlja temelj odločanja na osnovi podatkovnih skladov.

¹² Izkušnje iz projekta 3 Smart - vrednotenje fleksibilnosti kot alternative klasičnemu razvoju.

Fleksibilnost obvladovanja podatkov s poudarkom na hrambi, dostopu, vizualizaciji in sposobnosti za analizo podatkov bo igrala ključno vlogo pri obvladovanju pospešene elektrifikacije, načrtovanju z upoštevanjem fleksibilnosti odjema in proizvodnje predvsem pa za pospešitev obratovalne analitike.

Ne glede na kompleksnost uvedbe sistemov je ključno, da se procese v čim večji meri digitalizira, podpre z ustrezno analitiko in vpelje v osnovne delovne procese družbe. Temelj je fleksibilnost vizualizacij ključnih parametrov podatkovnih skladov ki že in še bodo vplivali na delovanje distribucijskega sistema tako, da so ti na razpolago vsem.

Kot distribucijsko podjetje imamo cilj izkoristiti možnosti, ki jih omogočajo napredna omrežja za optimizacijo obratovanja omrežja in drugim deležnikom omogočiti tržno delovanje. Postopoma bo potrebno uvesti dinamične tarife, trg sistemskih storitev, napredno analitiko.

Pri tem pa je potrebno biti v tej fazi uvedbe naprednih omrežji kritičen. Trenutno so te tehnologije večinoma v preizkusni fazi, vključno z ustrezno IoT infrastrukturo pri gospodinjstvih odjemalcih in združevanje le-te v storitve za distributerja in trgovca. Trendi celo kažejo, da so standardi IoT podvrženi lastnim rešitvam proizvajalcev in jih je posledično težko sistemsko težko integrirati, standardizacija protokolov pa poteka počasi. Največje spremembe se pri uvedbi usmerjene porabe kaže pri bodoči integraciji polnilnic za električna vozila in večjih hranilnikih, kjer so dostopi do funkcionalnosti regulacije moči lažje in so v veliki meri standardizirani. V tem kontekstu (zaradi obvladovanja tveganj vodenja večjih moči) je potrebno razmišljati o lastnih telekomunikacijskih tehnologijah.

V razvojnem načrtu te tehnologije ne vrednotimo iz stališča trenutnih cen za posamezne sisteme ampak na osnovi predvidenih bodočih cen po razvoju tehnologij. Referenčna so samo prva 3 leta.

Trenutno je kratkoročno - srednjeročni cilj celovita uvedba ustrezne merilne infrastrukture, ustrezen IKT nivo s celovitim modelom omrežja na osnovi GIS in CIM za doseg celovite observabilnosti omrežja in vpeljava napredne energetske analitike, ki nam bo povečala spoznavnost v distribucijskem omrežju.

4.3.1 Razvoj sistemov obratovanja, vodenja in zaščite

4.3.1.1 Zazankanje SN omrežja

Zanke v omrežju omogočajo rezervno napajanje porabnikov ob trajnih okvarah, kar pomeni zagotavljanje osnovnega kriterija (N -1). Popravila hujših okvar lahko trajajo tudi več dni, zato je zazankanost SN omrežij zelo pomembna za zagotavljanje zanesljivega napajanja porabnikov..

Kriterij (N-1) za SN omrežje pomeni, da ima izvod omrežja iz drugega izvoda omrežja iste ali druge RTP zagotovljeno rezervno napajanje za čas odprave okvare. Odjemalci so med vzpostavljanjem novega stikalnega stanja in do vzpostavitve napajanja po rezervni povezavi v breznapetostnem stanju. S kriterijem (N-1) torej zagotovimo izboljšanje kazalca SAIDI.

Stopnja zazankanosti SN omrežij je v nadzemnih (podeželskih) omrežjih dokaj nizka, medtem ko so kabelska (mestna) omrežja skoraj v celoti zazankana, tam kjer je to ekonomsko smiselno pa se je vzpostavilo tudi daljinsko vodenje.

V načrtovanju moramo zastaviti za cilj postopen dvig stopnje zazankanosti omrežja, kot smo to že nakazali. Kriterij je zastavljen tako, da imajo prednost tisti deli omrežja, ki pokrivajo večjo gostoto odjema ali pa so zaradi atmosferskih razelektritev, žleda ali drugih vremenskih vplivov bolj na udaru.

V kontekstu zankanja je potrebno izpostaviti poseben primer, to je obratovanje v zanki. Takšno obratovanje zahteva poseben pristop k razvoju zaščite in procesov vodenja. Na področju EP je takšno obratovalno stanje trenutno aktivno na izvodu Plužna in Bovec iz RTP 35/20 kV Kobarid.

4.3.1.2 Avtomatizacija omrežja

Z avtomatizacijo omrežja skrajšujemo trajanje prekinitev (SAIDI) zaradi trajnih okvar v omrežju saj omogočimo hitrejši prekop v rezervno obratovalno stanje. Z vgradnjo daljinsko vodenih odklopnikov z zaščito, zmanjšujemo tudi število prekinitev. Avtomatizacija postopkov iskanja mesta okvare in vzpostavljanja rezervnega stanja napajanja, lahko skrajša za to potreben čas z ene ali dveh ur na vsega nekaj minut.

V kombinaciji z naprednimi funkcijami DMS (FMSR) bo reakcija na prekinitev in vzpostavitev rezervnega napajanja še hitrejša, saj bo operaterju stanje predlagano in optimizirano.

Glede na pozitivne učinke obratovanja z resonančno ozemljitvijo je v prihodnje predviden intenziven prehod na ozemljevanje transformatorja z resonančno ozemljitvijo, ki bo omogočala zmanjšanje števila kratkotrajnih prekinitev pri odjemalcih.

Predvidevamo, da bomo v prihodnjih letih vgradili 1 Petrsenovo dušilko letno. Vgradnja se sicer zamika glede na plane v prejšnjem razvojnem načrtu.

Pri načrtovanju posegov za izboljšanje zanesljivosti, moramo upoštevati tudi dolgoročni razvoj omrežij, saj nove napajalne postaje (RTP 110/SN kV) prispevajo največ k selektivnem avtomatiziranem delovanju omrežja.

V prihodnjem desetletnem obdobju, predvidevamo opremiti vozlišča na ključnih točkah v SN kabelskem in prosto zračnem omrežju z novo opremo, ki bo izboljšala delovanje obstoječega omrežja.

Eden izmed projektov, ki zvišuje stopnjo avtomatizacije SN omrežja je tudi LISA, sistem za signalizacijo in odklop okvarjenega voda ob prekinitvi.

Pomemben del avtomatike, je zaščita nevtralnega upora v zvezdišču transformatorja 110/20 kV, ki nam omogoča večjo varnost saj zazna prekinjen nevtralni upor, kar se je v preteklosti že dogajalo.

4.3.1.3 Resonančna ozemljitev nevtralne točke

Statistike okvar v SN omrežjih kažejo, da je letno število vseh okvar SN nadzemnih vodov lahko doseže tudi 100 okvar na 100 km voda. Od tega je delež prehodnih enopolnih zemeljskih stikov okrog 60%. Slednje narekuje vgradnjo tehnologije, ki bi te okvare zmanjšala.

Zaradi povečevanja prisotnosti kablovodov v SN omrežjih je že prisoten tudi problem naraščanja kapacitivnih tokov, ki ponekod že presegajo mejno vrednost sedanjega načina ozemljevanja nevtralne točke z 80 Ω ozemljitvenim uporom.

Zato se je ponekod že pokazala potreba vgrajevati kompenzacijske dušilke vzporedno z ozemljitvenim uporom.

Elektro Primorska d.d. je vgradila Petrsenove dušilke v naslednje RTP:

- RTP Gorica 110/20 kV – vgrajena še ni v obratovanju.
- RTP Ajdovščina 110/20 kV - vgrajena vendar še ne obratuje

V prvih treh letih je v načrtu vgradnja Petrsenove dušilke v prvih treh letih razvojnega načrta predvidevamo vgradnjo dušilke po prioriteti še v:

- RTP Dekani 110/20 kV (2023) – ob obnovi zaščite 20 kV stikališča
- RTP Vrtojba 110/20 kV (2024) – ob obnovi 20 kV stikališča.

4.3.1.4 Obratovanje

Med naprednimi sistemi obratovanja bo potrebno v prihodnje predvsem vzpostaviti poročilne sisteme za vodenje napeetostnih profilov na osnovi poenotene energetske baze. Le na tak način bomo lahko učinkovito spremljali dogajanje na vseh napetostnih nivojih.

Slednje je neposredno povezano s sistemi za integracijo podatkovnih skladov, BigData skladov oz. centralnih podatkovnih skladišč, kjer se bo vse podatke topološko poenotilo na sistem.

Izdelava tega sistema bo omogočala celostni pregled stanja omrežja in posledično proženje ustreznih obratovalnih prijemov za urejanje napetostnega profila.

Med napredno obratovanje spada tudi spremljanje in analiza neprekinjenosti napajanja, kjer je potrebno izboljšati natančnost zbiranja obratovalnih podatkov in analizo vzrokov za prekinitve za izboljšanje ciljnega vzdrževanja sistema.

Ključni element obratovanja bo vzpostavitev obratovalne analitske platforme, kjer se bo poleg energetskih podatkov združevalo tudi omrežne podatke, podatke o regulaciji transformatorjev in druge parametre, ki bodo omogočale podrobne obratovalne analize in planiranje obratovanja v obratovalnih obdobjih (preverjanje veljavnosti obratovalnih navodil, določanje in testiranje sprememb obratovalnih parametrov etc.), hkrati pa bo ta sklad služil za natančnejše načrtovanje razvoja.

4.3.1.5 Vodenje

Centri vodenja distribucijskega EES sodijo med procesno in tehnološko najzahtevnejše sisteme vodenja realnega časa, tako v primerjavi z drugimi nadzornimi centri znotraj elektroenergetskega sistema kot tudi širše. To dejstvo potrjuje število procesnih podatkov, ki se v sistemu obdelujejo (za primer DCV Elektro Primorska sega do 25.000 procesno-informacijskih točk).

ADMS

Uvedba DMS oz. ADMS je pomemben element katerega osnovna funkcija je realno-časovno vodenje distribucijskega sistema in optimizacija stanja. Gre za realno časovni sistem vodenja, ki je namenjen naprednemu obratovanju. Vanj so lahko vgrajeni tudi algoritmi aktivnega vodenja, predvsem za SN nivo. Razširitev v smislu aplikativnih funkcij v tem kontekstu je ključna za optimizacijo omrežja v prihodnje.

Elektro Primorska d.d. trenutno testira ADMS, ki je bil zgrajen v okviru NEDO projekta s sodelovanjem z ELES.

Izkušnje na projektu NEDO kažejo predvsem na kompleksnost, ki jo predstavlja urejanje podatkovnih struktur za vzpostavitev tovrstnega sistema.

Tipične funkcije ADMS so povezane predvsem z naprednim obratovanjem:

- Napredna vizualizacija omrežja in dogodkov
- Integriran uporabniški vmesnik
- Geografska vizualizacija omrežja
- Dinamično barvanje omrežja (topološka analiza);
- Avtomatika vodenja
- Zajem podatkov in vodenje sistemov (SCADA)
- Funkcija za avtomatizacijo odprav napak v sistemu (FLISR)
- **Integrirano vodenje napetosti t.i. Volt/VAR regulacija**
- Topološki procesor

- Izračun osnovnih pretokov moči za vodenje obratovanja
- Ocenjevalnik bremena za načrtovanje obratovanja
- Ocenjevalnik stanja (»state estimator«) za izračun realno časovnega stanja v sistemu – pomemben za integracijo s funkcijami pametnih omrežji,
- Kratkostična analiza;
- Realno časovna optimizacija jalove moči;
- Optimalni razklop sistema (OPF analiza) ,
- Realno časovna koordinacija zaščite;
- Zaporedje stikalnih manevrov,
- Analiza motenj v sistemu
- Izdelava obratovalnih napovedi (za planiranje izklopov etc.)
- Simulator za trening operaterjev
- Orodja za izdelavo obratovalnih študij
- Funkcije za vodenje razpršenih virov
- Vodenje shem za redukcije
- Srednjeročna napoved izvodov
- Optimizacija vodenja hranilnikov na osnovi omejitev sistema
- Posodabljanje podatkov iz geografskega informacijskega sistema (modeliranje omrežja z ustrežno podatkovno integracijo na integracijsko bazo).
- Upravljanje delavnih procesov
- Integracija in obveščanje odjemalcev o izklopih;
- Vodenje zgodovine energetskih podatkov in izračunanih podatkov stanj
- Integracija poročilnih sistemov (kakovost in drugo);
- Vodenje in optimizacija polnilnic;
- vodenje razpršenih virov DERMS funkcionalnost.

Sistemi vodenja so vgrajeni lokalno na objektih in v centralnem daljinskem centru vodenja.

V okviru izkušen s projektom bo EP začela s celovito izgradno ADMS sistema, ki bo omogočal izkoriščanje novih funkcij na celotnem področju. V ta namen so v razvojnem načrtu predvidena sredstva (T48 – 7.2.3). V 10 letnem obdobju predvidevamo 5.318.794 € investicij v izgradnjo sistema in podpornih informacijskih sistemov. V to ceno ni vključeno delo za izgradnjo in vzdrževanje podatkovnega modela, ki se vodi ločeno s svojim projektom, saj se prekriva z zagotavljanjem podatkovnega modela za sistem.

Vodenje objektov je prilagojeno potrebam obratovanja posameznega področja. V tem okviru so predvidene zamenjave postajnih računalnikov po podrejenih sistemov vodenja po RP in RTP.

Sistemi lokalnega vodenja sistema (μ DMS oz. EDGE COMPUTING)

V svetu na področju lokalnega vodenja nizkonapetostnih omrežji prihaja do večjega preboja, ki se dogaja predvsem na informacijskem področju, delno pa tudi na nivoju strojne opreme manjših računalniških sistemov.

Koncept t.i. »edge computing« se postavlja kot temelj za bodoč razvoj fleksibilnosti v Evropi, ki ima tipično strukturo SN -> TP -> NNO -> ODJEMALEC.

Vodenje odjema in obratovalnih elementov **mora upoštevati** lokalne obratovalne omejitve omrežja. Slednje pomeni realnočasovni oz. blizu realnočasovni izračun pretokov moči na modelu NN omrežja na osnovi katerega se preračuna proženje obratovalne fleksibilnosti in fleksibilnosti odjemalcev.

Bistvo proženja fleksibilnost v realnem času pomeni predvsem zaključevanje lokalnih regulacijskih zank na osnovi hitrih meritev in realnočasovnega izračuna trenutnega in bodočega stanja v omrežju na osnovi napovedi. Slednje bi sicer bilo možno na nivoju celotnega sistema, vendar bi bilo zaradi hitrosti komunikacij in posledično velikega podatkovnega toka do teh sistemov to bistveno dražje, kot z vpeljavo lokalnih sistemov saj zahtevajo takšne komunikacije nizke zakasnitve in zanesljivo obratovanje, hkrati pa visoke podatkovne pretoke.

Podatkovni pretoki do centralnega sistema so potrebni tako zgolj zaradi parametriranja proženja, prenosa podatkov v gručah, ki je podatkovno bistveno manj zahtevno kot realnočasovne komunikacije do centralnega sistema vodenja.

Sistem kot tak poleg sistema za agregacijo in izračun stanj običajno vključuje modularno razširitev komunikacijskih modulov, s čimer se doseže večjo fleksibilnost pri vključevanju novih aktivnih elementov glede na potrebe po komunikaciji.

Ključna prednost lokalne regulacije je predvsem v tem, da zniža zakasnitve odločanja med uporabnikom in sistemom in skrajša čas procesiranja storitve, poveča se tudi varnost podatkov.

Kot tak lahko služi tudi kot zadnji varnostni element pri vodenju energetskih mej omrežja, saj model in meritve postavljajo mejne vrednosti za proženje in vodenje fleksibilnosti.

Komercialni sistemi so le delno na voljo na trgu.

4.3.1.6 Zaščita

Elektro Primorska v skladu s stanjem tehnike posodablja sisteme zaščite v okviru obnov in novogradenj RTP in RP. Finančna sredstva za posodobitev zaščite so običajno vključena v posamezno obnovo stikališča 20 kV po RTP.

Zamenjati bo potrebno zastarele zaščitne naprave 1. in 2. generacije z numeričnimi zaščitnimi napravami. Posodobitve se bodo v bodoče izvajale s tako dinamiko, da ne bo presežena življenska doba zaščitnih naprav v obratovanju, to je 15 let.

Z uvajanjem SN omrežja z resonančno ozemljitvijo nevtralne točke bo potrebno uporabiti nove vrste zemeljskostičnih zaščit oz. načinov določanja okvarjenega izvoda.

Tako bo omogočena bolj podrobna koordinacije zaščite z ustrezno selektivnostjo, ki bo zagotavljala obratovanje omrežja s čim manjšim nepotrebnim številom izpadov.

S spremembo pretokov moči v omrežju ob morebitni visoki koncentraciji razpršenih virov so predvideni novi koncepti vzpostavljanja zaščitnih shem, ki se bodo glede na rekonfigurirano topologijo omrežja temelečo na popolnem modelu omrežja rekonfigurirale avtomatsko v koordinaciji z ADMS sistemom in topološkimi spremembami v omrežju.

Te so lahko potrebne zaradi lokalnih koncentracij razpršenih virov in v primeru vzpostavitve otočnega obratovanja.

Funkcije so del naprednih omrežji in jih je možno uvesti šele po celoviti informatizaciji omrežja s hitrimi komunikacijami, ki so potrebne za vpeljavo takšnih shem. Za uveljavitev naprednih zaščitnih shem ob rekonfiguraciji omrežja so potrebne hitre in varne komunikacije v omrežju.

Tovrstno obratovanje v zanki je že bilo testirano (Kobarid -> Bovec), izkazalo se je, da izboljša predvsem kratkostične razmere padce napetosti in nihanje napetosti.

4.3.1.7 Napajanje posebnih odjemalcev (nelinearni porabniki)

Med največje nelinearne porabnike na Elektro Primorski spadajo energetske napajalne postaje (ENP) za potrebe napajanja železniškega prometa in nekateri večji odjemalci kot je Luka Koper.

ENP se v zadnjem času premikajo iz srednjenapetostnega omrežja na visokonapetostno omrežje zaradi bolj ugodnih pogojev. Kljub temu ostajajo nekateri večji.

Kozina je priključena na 35 kV napetostni nivo, ki ne zagotavlja visokih kratkostičnih moči za dušenje motenj pri odjemalcih. Ta ENP ostaja tudi v prihodnje priključen na distribucijsko omrežje. Problem se bo v okviru razvoja omrežja razrešil po uvedbi 110 kV napetostnega nivoja v RTP Hrpelje, ki je predviden v letu 2026.

Razen tega, zaradi težav z nelinearnimi porabniki ne predvidevamo posebnih investicijskih vlaganj.

Slovenske železnice načrtujejo v prihodnjem 10-letnem obdobju izgradnjo drugega tira z obnovo obstoječe proge Divača – Koper. Nove ENP za napajanje drugega tira v Divači, Črnem Kalu in Dekanih se bodo napajale direktno iz 110 kV prenosne distribucijske zanke, ki jo upravlja ELES.

Predvidena je izgradnja ENP Postojna 20 kV (7,5 MW), ki bo Slovenskim Železnicam omogočila povečavo kapacitete dvotirne elektrificirane proge Ljubljana – Divača. Tudi zato sta bila v RTP Postojna 110/20 kV vgrajena dva 31,5 MVA transformatorja.

4.3.2 Napredni merilni sistemi

Obvladovanje sistema v vseh pogledih pogojujejo ustrezne meritve v sistemu, ki so eden izmed temeljev za observabilnost omrežja. Ta je temelj uvedbe naprednih omrežji. Za optimizacijo potrebujemo tako t.i. obratovalne meritve kot tudi števrne – energijske meritve. Gre za različna koncepta merjenja, ki se v modernih sistemih dopolnjujeta in se bosta po nekaterih napovedih v prihodnje združila zaradi napredka tehnologije.

Števrne in kontrolne meritve

Na področju merilne tehnike, smo priča izredno hitremu razvoju t.i. AMR / AMI (Automated Meter Reading / Advanced Metering Infrastructure) sistemov za odčitavanje porabe električne energije pri odjemalcih. Slednji v prvi vlogi sicer služijo za odčitovanje porabe električne energije in zaradi nizke frekvence vzorčenja in počasnih komunikacij niso namenjeni regulacijam moči v nizkonapetostnem omrežju (brez dodatnega razširitvenega modula). Služijo pa lahko za podrobnejšo oceno vplivov posameznega odjemalca na sistem predvsem pri obvladovanju prioritet vlaganja v distribucijsko omrežje.

Iz meritev napetosti lahko namreč prepoznamo problematične lokacije s slabimi napetostnimi razmerami oz. meritve moči uporabimo za oceno vpliva odjema na padce napetosti v omrežju. Slednje je sicer zaradi 3f merjenja moči trenutno omejeno.

Dolgoročni cilj mora biti vgradnja takšnih števcov pri odjemalcih, da bodo pokrivalo tako meritve za obratovanje kot tudi števrne (energijske) funkcije.

Trenutno je na EP vključenih 1130 kontrolnih meritev na transformatorskih postajah in 121.714 merilnih mest z AMI števci.

Predvidena dinamika bodoče vgradnje AMI števcov je naslednja:

do 2022	2022*	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
69.826	15.100	11.000	8.500	7.000	6.000	5.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000

Tabela 75) Načrtovana vgradnja števcov 2. generacije

Vgradnja preostalih kontrolnih meritev je predvidena do konca leta 2025. Predvidevamo lahko, da se bo z razvojem tehnologij vloga števrnih in obratovalnih meritev prekrila, saj gre za prekrivanje konceptov merjenja le za drugačno reprezentacijo rezultatov in potrebo po točnosti.

Obratovalne meritve

Obratovalne meritve, ki so integrirane v procesne sisteme vodenja so hitrejše (imajo hitrejšo vzorčenje) od števrnih meritev, ki se trenutno vgrajujejo v sistem za odčitke energije, čeprav se lahko določene funkcije prekrivajo.

Večje kot je število meritev stanja v sistemu, lažje upravljamo in prepoznavamo stanja s katerimi lahko optimiziramo omrežje. Celovitost uvedbe merilnega sistema je **eden izmed predpogojev** za vpeljavo funkcionalnosti naprednih omrežji.

V tem kontekstu EP intenzivno vlaga predvsem na področju strategije uvedbe merilnih sistemov v povezavi z naprednimi sistemi vodenja (ADMS), ki bodo v prihodnosti omogočili napredno vodenje omrežja glede na stanje v omrežju. S tem namenom se zaključuje študija »Optimizacija sistemov merjenja v distribucijskem podjetju« v sodelovanju z EIMV. Študija predvideva širitev naprednih obratovalnih meritev s t.i. μ PMU merilniki z naborom potrebnih spremenljivk, ki bodo služili za povečanje spoznavnosti sistema na osnovi sinhrofazorjev (glej investicije pod 7.2.1. – napredni merilni sistemi).

Ti bodo v prihodnje najprej služili za napredno načrtovanje obratovanja in uvedbo naprednih funkcij v povezavi z realno časovno regulacijo na osnovi stanja v omrežju, ki je temelj večine funkcij naprednih omrežji. Kot take seveda z ustrezno zgodovino služijo tudi naprednemu spremljanju razvoja.

Skupaj z poenotenjem meritev na istem sistemu bodo te meritve služile za bistveno povečanje spoznavnosti sploh v kontekstu obvladovanja realno časovne fleksibilnosti. Ni še popolnoma jasno ali bo možno za isto nalogo izkoristiti funkcionalnosti klasičnih števecv, kot je bilo že omenjeno se funkcionalnosti prekrivajo.

Tovrstne meritve bodo potrebne še posebej v drugi fazi, ko se bodo stanja tudi na nizkonapetostnem omrežju ciklično preračunavale iz meritev. Investicije so ocenjene pod poglavjem napredni merilni sistemi v drugem delu desetletja tega razvojnega načrta.

Združevanje meritev

Le v celoto združene meritve na vseh nivojih s hitrimi telekomunikacijskimi povezavami omogočajo učinkovito prepoznavo obratovalnih in razvojnih stanj omrežja, ki omogoča nadaljnji razvoj naprednih omrežji in optimizacijo distribucijskega sistema v novi vlogi s podporo večjim gostotam proizvodnje razpršenih virov, elektrifikacije prometa in ogrevanja.

Številčne meritve se bodo še naprej združevale na nivoju ločenega informacijskega sistema, namenjenega tem meritvam, meritve s sinhrofazorji pa se bodo dodatno obravnavale v sistemih **BigData oz. namenskih sistemih za obravnavo in analitiko časovnih serij eng. TSDB** podatkovne baze, kjer se bo skrbelo za časovno usklajenost teh meritev in stik z orodji za podatkovno analitiko za filtriranje in prepoznavo stanj.

Pomemben del je tudi sistem za združevanje meritev, ki mora temeljiti na direktni komunikaciji s števci. Gre se za višjenivojsko združevanje podatkovnih skladov s klasičnimi sistemi za integracijo. Slednje je skladno s posodobljeno IT/OT strategijo za EP [23].

Izkoriščenost podatkov pametnih števecv

Trenutno je v kontekstu izkoriščenosti podatkov pametnih števecv obseg velik vendar je v veliki meri razen obračuna in pregleda kakovosti napetosti iz značk ta zgolj informativne narave in ni direktno vključen v delovne tokove v družbi. Delno je to tudi posledica celovitosti prekrivanja podatkov z določenimi tipi meritev.

Pomembna sprememba, ki izhaja iz stanja tehnike so orodja za spremljanja stanja NN omrežja. Cilj tovrstnega spremljanja mora biti zaznavanje deviacij v napetosti. Meritve morajo biti na razpolago tako centru vodenj ADMS predvsem pa podatkovni analitiki, ki iz meritev razbere kritična stanja, ki so dalje uporabna za izvajanje bodisi obratovalnih ali razvojnih akcij. Za nadaljnjo analizo (prediktivno analitiko za urejanje bodočih stanj) je tako potrebno orodje, ki lahko s časovnimi serijami izvaja analize. Trenutno se lahko pri tovrstnih analizah zanesemo le na dosegljiva odprtokodna orodja (Pandapower¹³, OpenDSS¹⁴) s katerimi lahko preračunamo stanja na osnovi časovnih serij, ki jih predstavljajo meritve iz števecv. Iz teh meritev bo poleg trenutnega stanja potrebno napovedati bodoča obratovalna stanja (npr. širitev omrežja, priključitev novih odjemalcev). Zaradi spektra rešitev, ki ne nujno ustreza vsakemu primeru bo potrebno prav v tem primeru izhajati iz podrobne analitike [25]. Brez izkoriščanja podrobne analitike na osnovi pametnih števecv je jasno, da ne bo možna optimizacija sistema, saj zgolj z »ekspertnimi« ocenami analize v omrežju niso možne.

V razvoju smo že v preteklosti in tudi v tem razvojnem načrtu poskušali zbrati nasičena, ki zahtevajo podrobno preučitev na osnovi slabih kazalcev kakovosti izmerjenih z števci. Pri tem smo se zanašali na podatkovno analitiko časovnih serij napetosti. Tiste meritve, ki so v določenem letu presegle kritične meje, ki jih predstavlja standard SIST EN 50160, smo označili kot kritične. Vse to so funkcije, ki smo jih v

¹³ <https://www.pandapower.org>

¹⁴ <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>

spodnjem pregledu izkoriščenosti sistema označili kot informativne narave, torej okoli podatkov še ni utečenih delovnih procesov. Ključni element bo predvsem simetriranje sistema, ki nam bo omogočil večjo izkoriščenost NN omrežji. Za vpeljavo celostnega pristopa k analitiki podatkov je nujen centraliziran nabor podatkov, ki ga opisujemo v pogl. 4.3.5, saj zgolj z analizo NN omrežja velikokrat ne pridobimo celostne slike pri obravnavi stanja (napetostni profil VN+SN+NN).

Številčne meritve trenutno izkoriščamo za:

- Obračun električne energije - **utečeno**;
- Pregled podatkov o kakovosti napetosti (iz značk) - **utečeno**;
- Vpogled v napetosti števecv G3 – **utečeno**;
- Pregled podatkov po SIST EN 50160 (G3) števci – **informativno**:
 - Izračun stanja po standardu (neskladnih tednov);
 - Pregled asimetričnih obrnenitev števecv in SNR izhajajočih iz tega konteksta;
 - Pregled časovnih serij napetosti iz 10 min povprečnih vrednosti;
 - Mapiranje Slabih napetostnih razmer na GIS z lažjo izločitvijo osamelcev (napak brez tehniške osnove).
- Integracija podatkov pametnih števecv v omrežno analitiko in uvedbo prožnosti na nivoju distribucijskega sistema – **v planu**

V prihodnjem obdobju bomo meritve pametnih števecv izkoriščali še za celo vrsto drugih uporabniških primerov s ciljem optimizacije nabora investicij, planiranja na osnovi dejanskih podatkov o pretokih moči v omrežju. Večina funkcionalnosti, ki jih predvideva posodobitev programa pametnih omrežji [16] zahteva integracijo podatkov pametnih števecv v algoritme. Spekter teh funkcionalnosti bo predvsem namenjen višji spoznavnosti omrežja SN in NN (asimetrije, napetostni profili, izračuni v omrežju na osnovi dejanskih pretokov moči).

Števci, ki se trenutno vgrajujejo niso zadostni za prepoznavo faz iz katerih asimetrija izhaja, napetostni profili v NN omrežjih so se večinoma urejali s predstavitvijo stopenj, kar postaja iz stališča priključevanja RV problematično. Zato ima vpeljava prej omenjene integracijske platforme in kasneje BigData platforme ključnega pomena za nadaljnjo izkoriščenost merilnih podatkov.

Integracija podatkov pametnih števecv v omrežno analitiko je planirana po vzpostavitvi:

- Integracijske platforme (vseh energetskega podatkov),
- Sistema za urejanje energetskega podatkovnih skladov,
- Topološke osnove omrežja v GIS in sistema za spremljanje kakovosti topoloških podatkov,
- Nakupu / Izdelavi sistema za omrežno analitiko z integracijo v temeljne informacijske sisteme.

4.3.3 Razvoj naprednih distribucijskih omrežji in projekti pametnih omrežji

Na razvojnih projektih naprednih omrežji preverjamo omejitve za vpeljavo iz tehnološkega, ekonomskega, regulatornega in sociološkega področja, kar je ključnega pomena za uspešno celovito vpeljavo funkcij in razvojno vrednotenje njihovih učinkov kot alternativa klasičnemu razvoju distribucijskega omrežja. V tej fazi lahko ocenimo učinke vpeljanih funkcij na omrežje oz. zmožnosti za vpeljavo iz tehniškega vidika po celoviti vpeljavi na celotnem distribucijskem omrežju.

Ključni cilji tovrstnega razvojnega projekta so:

- Preverjanje in razvoj tehnike za vpeljavo določene funkcije;
- spoznavanje s tehnologijo in njenega učinka na distribucijski sistem;
- oceno ekonomskih okvirov investicije pred celovito vpeljavo;
- pridobivanje novega znanja za vpeljavo tehnologij;
- določanje obsega vpeljave;
- omogočanje razvoja inovativnih tehnologij zunanjim partnerjem sodelujočim na projektu;

Uvedba posameznih funkcij naprednih omrežji zahteva večje investicije v merilno opremo in IKT sisteme, zato so demonstracijski projekti, ki vključujejo končna stanja vpeljave še toliko bolj pomembni za ovrednotenje pozitivnih učinkov in nadaljnjo uporabo v procesu razvoja.

Demonstracijski projekti predstavljajo osrednji del vpeljave vsake nove tehnologije. Poleg operaterja omrežja so pomembni tudi za razvijalce opreme, saj imajo ti priložnost, da jo preizkusijo v praksi. Pri teh projektih je nujno, da partnersko sodelujejo ponudniki opreme in raziskovalne inštitucije. Tako kot raziskovalni projekti zahtevajo interdisciplinarna znanja, kar postaja pri uspešni vpeljavi projektov in njihovem prenosu v prakso vedno bolj pomembno.

4.3.3.1 Koordinirana regulacija napetosti

Koordinirana regulacija napetosti bo pri večjih koncentracijah razpršenih virov v omrežju zelo pomemben del optimizacije obratovanja in ga bo v realnem času zagotavljal ADMS, predvsem na nivoju SN omrežja. Gre za del procesa načrtovanja obratovanja, kjer se strategijo obratovanja običajno določi v zunanjem programskem paketu za optimizacijo pravila pa prenese v sistem vodenja. Strateško planiranje koordinacije napetosti se izvaja v okviru razvojnega procesa in procesa načrtovanja obratovanja.

Osnovna naloga koordinirane regulacije napetosti je regulacija napetosti na osnovi vrednosti ocenjevalnika stanja in je del funkcij naprednega vodenja sistemov ADMS, lokalnih regulatorjev napetosti (lokalna regulacijska zanka npr. na TP) npr. v okviru mikro DMS sistemov v kombinaciji z uPMU sistemi oz. »edge computing« sistemi za nivo TP.

Pri tem sistem običajno vpliva na naslednje spremenljivke in jih upošteva pri optimizaciji:

- Regulacija VN/SN ali SN/NN transformatorja;
- Vzдолžna (linijska) regulacija napetosti v SNO - eng. Line voltage regulation - LVR;
- Regulacija aktivnih kompenzatorjev jalove moči t.i. FACTS naprave, diskretnih kondenzatorskih kompenzatorjev, regulacijskih dušilk;
- Regulacija SN/NN transformatorjev;
- Regulacija nizkonapetostnih vzdolžnih regulatorjev napetosti t.i. LVR naprav.

Naprednejše rešitve poleg zgornjih funkcionalnosti upoštevajo tudi DERMS vodenje razpršenih virov, hranilnike električne energije, in vodenje porabe in ostale njihove funkcije, ki vplivajo na napetostne razmere, predvsem vodenje jalove moči.

Glede na vedno večjo standardizacijo komunikacij v povezavi z razsmerniki SE hranilnikov bodo v prihodnje EMS in sistem sistemi v povezavi z naprednimi cikličnimi izračuni stanja v omrežju igrali pomembno vlogo pri izkoriščanju distribucijskega omrežja na osnovi stanja, povezani pa bodo morali biti v regulacijsko zanko na osnovi preračuna stanj na modelu omrežja.

V prihodnje načrtujemo sistem za celovit pregled napetostnih razmer na posameznem izvodu, saj bomo lahko le tako ocenili ustrezno preostalo vrednost napetostnega pasu, ki ga bomo lahko izkoristili za (dodatno) vključevanje razpršenih virov, dopustni odjem v sistemu in načrtovanje na osnovi celovitega pregleda napetostnih razmer preko vseh napetostnih nivojev.

Razvojne rešitve in uporaba kompenzacije jalove moči na SN omrežju bo ena izmed pomembnejših aktivnih rešitev v prihodnjem obdobju, saj lahko z aktivno regulacijo močno vplivamo na izkoriščenost omrežja.

4.3.3.2 Izraba prožnosti

Prožnost je sposobnost elektroenergetskega sistema, da se prilagodi spremembam v porabi in proizvodnji. Kot taka je ključnega pomena za elektroenergetske sisteme z višjo koncentracijo razpršenih virov. Pričakujemo lahko, da bo prožnost najprej izkoriščena predvsem za sistemske storitve prenosnega operaterja, kasneje še za trg sistemskih storitev za distribucijskega operaterja.

Izraba prožnosti je možna, če v razvoj vpeljemo nove koncepte, ki namesto pasivnega koncepta gradnje in vodenja omrežja preidemo na aktivna omrežja. Te tehnike zahtevajo aktivnega uporabnika in proizvajalca. Pri aktivnem odjemalcu predvsem računamo na razvoj baterijske tehnike, ki bo omogočila prožnost odjema in sodelovanje odjemalcev, na proizvodni strani pa komunikacijo z razsmerniki pri razpršenih virih. Zmožnost izkoriščanja regulacije je odvisna od razvoja podsistemov oz. navezave na ponudnike prožnosti, ki bodo zagotavljali aktivno regulacijo virov na osnovi pogodb.

Prožnost je ključna tudi za vodenje sistema v rezervnih obratovalnih stanjih, ko v sistemu pride do izpada veje in se ta prenapaja iz druge strani. V tem primeru zgolj ena veja običajno ni dovolj. Temu so običajno namenjeni DERMS sistemi, ki vodijo

Za vpeljavo prožnosti se pripravljamo predvsem z uvedbo integracijske (BigData) platforme, ki jo bomo predvidoma uvedli v prvih letih predvidenega razvojnega načrta, kjer se bo uvedla osnova za digitalni dvojček.

Slednji je temelj za izkoriščanje prožnosti v distribucijskem sistemu, saj omogoča uvedbo ustrezne observabilnosti. Le na ustrezen način urejeni podatki bodo omogočili aktivno analitiko prihodnosti in ustrezne simulacije v okviru naprednega upravljanja omrežja [17] , [22] .

Poleg digitalnega dvojčka je potrebno uvesti ustrezne servise za komunikacijo s trgov, kjer bo pred dokončno sklenjeno pogodbo za prožnost stanja potrebno preveriti glede na pretoke moči v distribucijskem sistemu.

Podrobno definicijo prožnosti in področja izkoriščanja prožnosti podaja pogl. 5.3.1 [16] .

Implicitna prožnost odjemalca je neposredno povezana s spremembo tarifnega sistema, ki je v Sloveniji v teku in od katere se nadejamo velik vpliv na splošno spremembo dinamike odjema moči. Predlog spremembe tarifnega sistema je v teku, učinkov na odjem pa še ne poznamo in ga bo potrebno še ovrednotiti.

Eksplisitna prožnost je vezana na trgovanje, na možnost, da odjemalec svojo sposobnost prilagajanja odjema proda na trgu (veleprodajnem, izravnalnem, trgu sistemskih storitev, upravljanje prezasedenosti

itd.) in je namenjena reševanju izrednih stanj. Obe vrsti prožnosti se morata dopolnjevati. Aktivni odjemalec za nudenje storitev prožnosti zato ne sme biti kaznovan s povečanjem obračunske moči, temveč se mu pri obračunu konične moči upošteva samo moč, ki ni bila namenjena prožnosti.

Prožnost se išče v:

- omrežju (regulacija napetosti, termične omejitve);
- razpršenih virih ;
- baterijskih sistemih;
- regulaciji jalove moči (odjemalci in proizvodnja);
- Agregatorjih, energetskih skupnostih in mikrogridih;
- Regulaciji moči odjema, predvsem (toplotne črpalke, e-mobilnost);
- Elektroliza.

Eksplisitna prožnost za distributerja pomeni, da se na nivoju distribucijskega sistema uvede sistemske storitve. Sistemske storitve zaradi razpoložljivosti prenosnih zmogljivosti in proizvodnje dobijo lokalni značaj in se morajo vrednotiti drugače za različna področja distribucijskega sistema na osnovi razvojnih rešitev.

Prožnost lahko v sistemu uvedemo, ko so v sistemu izvedena dva ključna sistema t.j. sistema za dinamični preračun obratovalnih omejitev [17] (pogl.3.5) s kratkoročno napovedjo in sistem za aktivno načrtovanje omrežja (z napovedovanjem), ki nam zagotavlja finančne parametre za lokalno vrednotenje prožnosti. Pomembno vlogo igra tudi vpeljava storitev EMS oz. integracija ponudnikov prožnosti oz. integracija storitev fleksibilnosti.

Šele ob upoštevanju obratovalnih omejitev, velike prostorske gostote prožnosti in moči lahko prožnost odjema igra pomenbno vlogo tudi za distributerja. Najvišjo vrednost dosega prožnost odjema v rezervnih obratovalnih stanjih.

Ključni problem uvedbe prožnosti je pravično vrednotenje le-te. Cena prožnosti ne sme biti večja od recipročnega finančnega deleža zamika klasične ojačitve omrežja, ki bi bila v nasprotnem primeru potrebna. Slednje pa pomeni, da potrebujemo na področju, kjer je predvidena uvedba fleksibilnosti podrobne načrte razvoja t.i aktivno načrtovanje, kar glede na razpoložljivost modelov omrežja in merilnih podatkov še problematično. Aktivno načrtovanje omrežja, ki je eden izmed predpogojev za pravično vrednotenje je še vedno v razvojni fazi vendar bo nujno potrebno pred uvedbo sistemskih storitev za distribucijski sistem.

EP je na projektu **3 Smart** problematiko vrednotenja prožnost odjema že delno spoznala, predvsem v povezavi s sistemi pametnih stavb in vzpostavitev navideznega trga prožnosti. Na onovi tega projekta so se zaznale predvsem pomanjkljivosti na področju digitalizacije, ki je temelj uvedbe prožnosti saj so prav na tem področju nastajale ključne ovire pri integracij in zagotavljanju ustreznega podatkovnega sklada za aktivno vrednotenje prožnosti.

Po uvedbi sistema za dinamično vrednotenje prožnosti je potrebno, da se pripravi dinamične pogodbe za omrežnino z lokalnim značajem s partnerji na osnovi avtomatskih pogodb, slednje lahko temeljijo tudi na Blockchain tehnologijah.

Uvedba prožnosti zahteva posebno pozornost predvsem na področju kibernetske varnosti, saj s prožnostjo posegamo na temeljno obratovanje sistema, ki zahteva varno obratovanje ob spremenljivih virih. Posledično je potrebno zagotoviti ustrezne standarde pri izgradnji informacijskih sistemov za podporo prožnosti [17] .

Časovnica uvedbe prožnosti je zaradi postopne uvedbe sistema za evaluacijo sistemskih storitev odvisna od podprojektov, predvsem projekta uvedbe modela omrežja za tehnično ovrednotenje sistemskih storitev, BigData sistema, analitičnih orodj za napovedovanje in orodja za vzpostavitev spletnih servisov.

4.3.3.3 Opis projektov pametnih omrežji v izvajanju ali v pripravi

Na razvojnih projektih naprednih omrežji preverjamo omejitve za vpeljavo iz tehnološkega, ekonomskega, regulatornega in sociološkega področja, kar je ključnega pomena za uspešno celovito vpeljavo funkcij in razvojno vrednotenje njihovih učinkov kot alternativa klasičnemu razvoju distribucijskega omrežja. V tej fazi lahko ocenimo učinke vpeljanih funkcij na omrežje oz. zmožosti za vpeljavo iz tehniškega vidika po celoviti vpeljavi na celotnem distribucijskem omrežju.

Ključni cilji tovrstnega razvojnega projekta so:

- Preverjanje in razvoj tehnike za vpeljavo določene funkcije;
- spoznavanje s tehnologijo in njenega učinka na distribucijski sistem;
- oceno ekonomskih okvirov investicije pred celovito vpeljavo;
- pridobivanje novega znanja za vpeljavo tehnologij;
- določanje obsega vpeljave;
- omogočanje razvoja inovativnih tehnologij zunanjim partnerjem sodelujočim na projektu;
- Dolgoročno izkoriščanje oz. uporaba za dejansko vpeljavo.

Uvedba posameznih funkcij naprednih omrežji zahteva večje investicije v merilno opremo in IKT sisteme zato so demonstracijski projekti, ki vključujejo končna stanja vpeljave še toliko bolj pomembni za ovrednotenje pozitivnih učinkov in nadaljnjo uporabo v procesu razvoja.

Demonstracijski projekti predstavljajo osrednji del vpeljave vsake nove tehnologije. Poleg operaterja omrežja so pomembni tudi za razvijalce opreme, saj imajo ti priložnost, da jo preizkusijo v praksi. Pri teh projektih je nujno, da partnersko sodelujejo ponudniki opreme in raziskovalne inštitucije. Tako kot raziskovalni projekti zahtevajo interdisciplinarno znanja, kar postaja pri uspešni vpeljavi projektov vedno bolj pomembno.

Spodaj je naštetih nekaj zaključenih in tekočih projektov Elektro Primorske d.d.:

STREAM

Ključni produkti:

Izdelava semaforja za trg prožnosti.

Device registry;

Grid planing value tool – razvoj.

Opis projekta:

EU projekt STREAM bo izveden v okviru razpisa Obzorje Evropa, tematski sklop HORIZON-CL5-2021-D3-01-06, Increasing energy system flexibility based on sector-integration services to consumers (that benefits system management by DSOs and TSOs). V projekt je vključenih 16 partnerjev, od tega so štrie partnerji iz Slovenije. Glavni cilj projekta je prikazati ekosistem STREAM, ki omogoča preprosto, hitro, varno in zanesljivo uporabo porazdeljene prožnosti na ravni nizkonapetostnega omrežja. Tako pridobljeno prožnost je mogoče razširiti na vseevropske trge in na različna geografska območja.

Ekosistem je sestavljen iz treh glavnih stopenj:

1. Omogočanje zmogljivosti prožnosti:

- Omogočanje podatkov: prek odprte podatkovne platforme STREAM naredimo podatke vidne, brezplačne in dostopne tretjim razvijalcem, ki jih uporabljajo za oblikovanje novih storitev.
- Tehnične storitve: S pomočjo napredne analitike podatkov, strojnega učenja in umetne inteligence bodo storitve omogočale napredne tehnike napovedovanja, profiliranje povpraševanja uporabnikov in ocenjevanje zmogljivosti prožnosti, podporo različnim tržnim udeležencem pri

tržnih aktivnostih, ponudnikom storitev pri oblikovanju novega poslovnega modela. in sistemskih operaterjev pri načrtovanju in upravljanju omrežja.

- Družbena sprejemljivost: Inovativne storitve za končne uporabnike bodo opredeljene v soustvarjanju z uporabo načel oblikovalskega razmišljanja in pristopa, osredotočenega na uporabnika, z združevanjem slojev tehnične analize in socialnega inženiringa, da se poveča njihova uporabnost, učinkovitost in sprejemljivost.

EU projekt STREAM bo izveden v okviru razpisa Obzorje Evropa, tematski sklop HORIZON-CL5-2021-D3-01-06, Increasing energy system flexibility based on sector-integration services to consumers (that benefits system management by DSOs and TSOs). V projekt je vključenih 16 partnerjev, od tega so štirje partnerji iz Slovenije. Glavni cilj projekta je prikazati ekosistem STREAM, ki omogoča preprosto, hitro, varno in zanesljivo uporabo porazdeljene prožnosti na ravni nizkonapetostnega omrežja. Tako pridobljeno prožnost je mogoče razširiti na vseevropske trge in na različna geografska območja.

Ekosistem je sestavljen iz treh glavnih stopenj:

1. Omogočanje zmogljivosti prožnosti:

- Omogočanje podatkov: prek odprte podatkovne platforme STREAM naredimo podatke vidne, brezplačne in dostopne tretjim razvijalcem, ki jih uporabljajo za oblikovanje novih storitev.
- Tehnične storitve: S pomočjo napredne analitike podatkov, strojnega učenja in umetne inteligence bodo storitve omogočale napredne tehnike napovedovanja, profiliranje povpraševanja uporabnikov in ocenjevanje zmogljivosti prožnosti, podporo različnim tržnim udeležencem pri tržnih aktivnostih, ponudnikom storitev pri oblikovanju novega poslovnega modela. in sistemskih operaterjev pri načrtovanju in upravljanju omrežja.
- Družbena sprejemljivost: Inovativne storitve za končne uporabnike bodo opredeljene v soustvarjanju z uporabo načel oblikovalskega razmišljanja in pristopa, osredotočenega na uporabnika, z združevanjem slojev tehnične analize in socialnega inženiringa, da se poveča njihova uporabnost, učinkovitost in sprejemljivost.

2. Uporaba prožnosti

- Register naprav bo zasnovan tako, da bo vseboval najpomembnejše informacije o prožnih napravah na lokalnem trgu, da bo olajšal njihovo uvajanje in nemoteno dodelitev portfeljem prožnosti.
- Avtomatizirana predkvalifikacija naprav v registru bo ključna za aktiviranje njihove prožnosti, vključno z merjenjem in preverjanjem aktivacije.
- Semaforški sistem (TLS) bo upravljalca distribucijskega omrežja (DSO) postavil nazaj na voznikov sedež, kar bo omogočilo potrditev urnikov delovanja prožnih naprav, ki jih predlaga agregator, ki odražajo dejanske razmere v omrežju.
- STREAMartova hierarhična struktura bo podpirala usklajevanje med plastmi lokalnega trga prožnosti SN in NN, kar bo omogočilo usklajeno zagotavljanje prožnosti na obeh ravneh omrežja.
- Register naprav bo zasnovan tako, da bo vseboval najpomembnejše informacije o prožnih napravah na lokalnem trgu, da bo olajšal njihovo uvajanje in nemoteno dodelitev portfeljem prožnosti.
- Avtomatizirana predkvalifikacija naprav v registru bo ključna za aktiviranje njihove prožnosti, vključno z merjenjem in preverjanjem aktivacije.
- Semaforški sistem (TLS) bo upravljalca distribucijskega omrežja (DSO) postavil nazaj na voznikov sedež, kar bo omogočilo potrditev urnikov delovanja prožnih naprav, ki jih predlaga agregator, ki odražajo dejanske razmere v omrežju.
- STREAMartova hierarhična struktura bo podpirala usklajevanje med plastmi lokalnega trga prožnosti SN in NN, kar bo omogočilo usklajeno zagotavljanje prožnosti na obeh ravneh omrežja.

OPENTUNITY

Ključni produkti:

3 phase topology identification

Advanced asset management.

Opis projekta:

EU projekt OPENTUNITY bo izveden v okviru razpisa Obzorje Evropa, tematski sklop HORIZON- CL5-2022-D3-01-12, Replicable solutions for a cross sector compliant energy ecosystem. V projekt je vključenih 21 partnerjev, od tega je iz Slovenije šest partnerjev. Namen projekta je ustvariti ekosistem prožnosti v katerem se posebno pozornost namenja interoperabilnosti. Pri tem se osredotoča na uporabo ustreznih standardov za integracijo in izmenjavo informacij med različnimi sistemi deležnikov v ekosistemu. Pri tem se v središče pozornosti postavi končnega uporabnika (prosumerja).

Operaterje omrežij, prosumerje, tržne akterje, itd., bo platforma podpirala preko inovativnih metodologij v okviru katerih bodo razviti napredni, interoperabilni programski moduli z novimi funkcionalnostmi in storitvami povezanimi s:

- Tehnologijami za povečanje prožnosti v prosumerjevem okolju.
- Tehnologijami za operaterje omrežij, ki služijo prilagojenemu in bolj učinkovitemu upravljanju omrežja.

OPENTUNITY bo tudi razvil, prilagodil in integriral v ta namen posebej prilagojeno tehnologijo veriženja blokov (blockchain) za hitro, distribuirano in zanesljivo izmenjavo informacij s pomočjo katerih bodo akterji učinkovito izvajali storitve in izkoristili ostale sinergije za nemoteno sodelovanje pri uporabi tovrstne tehnologije.

V projektu bodo izvedene demonstracije v 4 različnih državah (Grčija, Slovenija, Španija in Švica), koristil bo 26.852 državljanom in zmanjšal ogljični odtis za 91,22 Mt CO₂ ter energetske revščino za 30 % do leta 2032.

Elektro Primorska bo sodelovala v slovenski demonstraciji, ki se bo osredotočala na razvoj naslednjih inovacij (poudarjene so tiste pri katerih je sodelovanje družbe prednostno in še posebej aktivno):

- • Tehnologija veriženja blokov prilagojena segmentu elektroenergetike.
- • Optimizacija algoritmov angažiranja naprav prožnosti (RV, sistemi HEMS, BEMS).
- • Upravljanje s porabo na osnovi algoritmov umetne inteligence.
- • Optimalni izbor razpoložljive prožnosti.
- • Identifikacija topologije in spoznavnost omrežja (ocenjevanje stanja v omrežju).
- • Napredno upravljanje sredstev.
- • Optimizacija načrtovanja omrežja.
- • Avtomatsko razpoznavanje naprav za angažiranje prožnosti.
- • Integracija DSO IT infrastrukture v sistem za upravljanje omrežja.

Vrednost projekta: 10.817.543,75 € (soudružba Elektro Primorska: 238.750,00 €).

DSElektroDIS

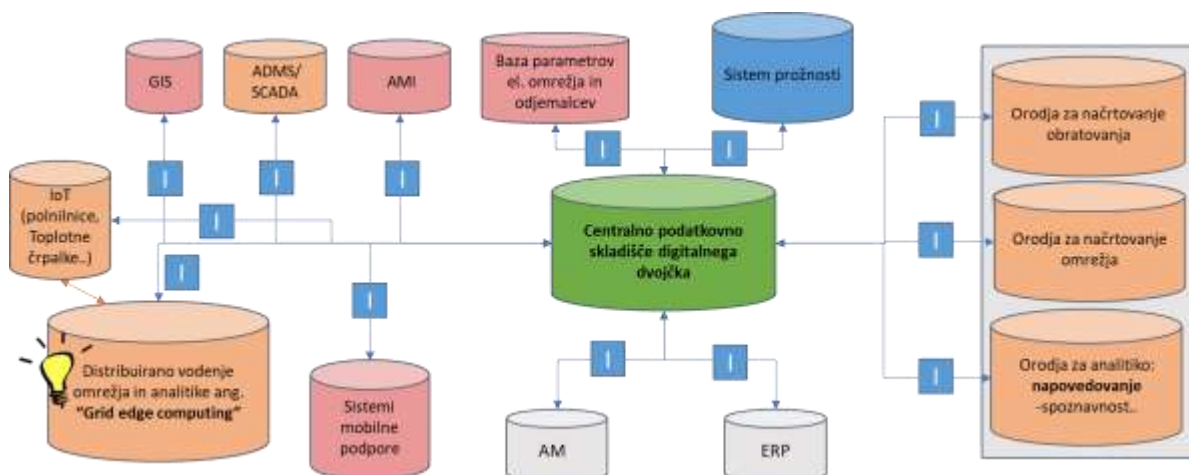
DSElektroDIS je projekt uvedbe centralnega podatkovnega skladišča digitalnega dvojčka omrežja, ki bo služil EP za osnovo digitalizacije distribucijskega omrežja. Projekt je skladen z dolgoročno interno IT strategijo omrežja:

Kot tak služi kot vir enotnega modela distribucijskega omrežja, ki je pomemben za vpeljavo IT/OT aplikacij, med drugim tudi za uvedbo prožnosti.

Temelj bo izdelava povezljivosti podatkovnih virov na osnovi grafa omrežja, ki je predpogoj za napredne simulacijske algoritme.

Merilni portal bo poleg enostavnega uporabniškega dostopa do izbranih najpomembnejših merilnih podatkov, omogočal njihovo osnovno obdelavo (preverjanje, čiščenje, agregacijo, preoblikovanje, itd.) in hrambo ter po potrebi tudi anonimizacijo, kjer se to nanaša na osebne podatke po veljavni uredbi. Integriral bo najpomembnejše merilne podatke iz omrežja, in sicer obratvovalne meritve (ADMS), števrne meritve (AMI), meritve kakovosti napetosti, oscilografije (zaščita).

Gre za združevanje vseh vrst meritev na enem mestu, ki bo v prvih korakih omogočal povečanje spoznavnosti distribucijskega omrežja, analitiko za obratovanje in razvoj distribucijskega sistema.



Infrastruktura omogoča analitiko agregiranih energetskega podatkov na enem mestu in njihov vpogled pred izvajanjem analize ali vpeljavo novih funkcij.

Dolgoročno je tovrsten portal s pripadajočo podatkovno bazo vir prečiščenih podatkov za:

- orodja načrtovanja obratovanja,
- načrtovanja omrežja,
- vpeljavo novih servisov za odjemalce.

Zap. Št.	Naziv projekta*	V kateri fazi se projekt nahaja	Trajanje od (leto) do	Sodelujoče ustanove, partnerji	Predvidna celotna vrednost projekta v EUR	Predvidna sodelovanja v EUR	Cilj projekta
1	Identifikacija povezljivosti (topologije) in ocenjevanje impedančnih parametrov nizkonapetostnega omrežja TP ŠČ Idrija	izvedba	2022 - 2022	Grid Instruments	27.000	27.000	Rekonstrukcija multifaznega modela omrežja in estimacija impedančnih parametrov za potrebe observabilnosti nizkonapetostnega omrežja.
2	NEDO	izvedba	2019 - 2022	Eles, Hitachi, Občina Idrija, Stelkom, Kolektor Sisteh	37.000.000	500.000	Izvedba otočnega napajanja kritičnega odjema s pomočjo baterijskega hranilnika v mestu Idrija
3	STREAM	priprava konzorcijske pogodbe	2022 - 2026	UL, IRI UL, ETRA, BORZEN, ELES, sETup, IDEAZ, AVANT	10.365.031	265.188	Izvedba platforme MarketFlek za celostno upravljanje ekosistema prožnosti
4	OPENTUNITY	odana prijava na razpis	2023 - 2027	UNIVERZA V LJUBLJANI, ELEKTRO LJUBLJANA, KOLEKTOR, AMBIENT, AVANT CAR	10.568.342	167.125	Razvoj odprte platforme za različne akterje v širšem elektroenergetskem sistemu za resnično možnost dekarbonizacije
5	DSElektroDIS	V teku	2022 - 2024	Grid Instruments, Analitica, Logix	2.584.600	977.250	Vzpostavitev integracijske IT/OT platforme in sistema za podatkovno analitiko

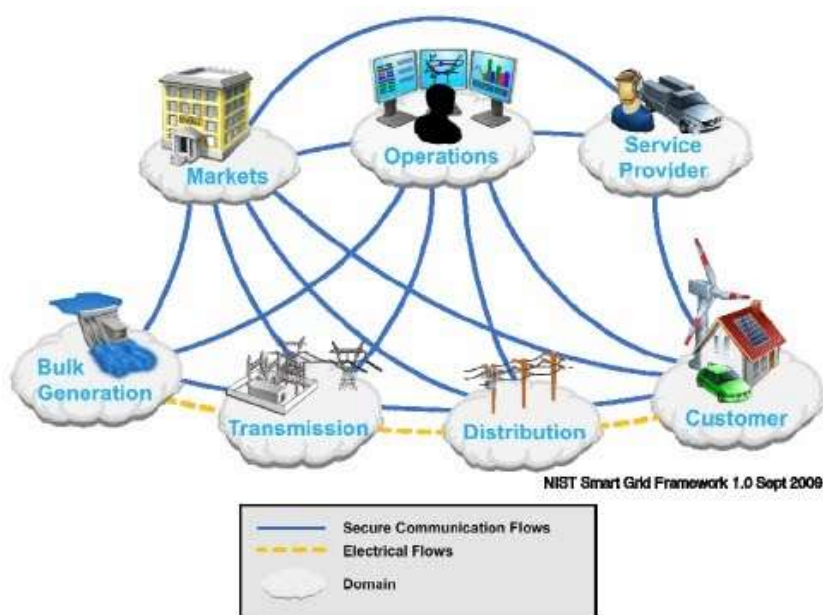
Tabela 76) Pregled projektov pametnih omrežji EP.

4.3.4 Razvoj telekomunikacijskega sistema

Pripravi: Branko Ožbolt

Razvoj omrežja za vpeljavo naprednih sistemov je predvideno v okviru omrežja, ki ga bo gradila podjetja EP in z uporabo storitev drugih ponudnikov TK.

Cilj je omogočiti uporabnikom, ki razpolagajo s celo množico informacij in željo po še več informacijah le te prenašati med različnimi lokacijami. Ob tem se je potrebno zavedati, da ja v bodoče poleg lastnih uporabnikov potrebno računati, da se v TK sistem vključijo odjemalci, razpršeni viri in elektroenergetske naprave. Potrebno bo računati na dinamične tokove podatkov v realnem času od razvoja funkcionalnosti naprednih omrežji in tehnologije meritev bo odvisno kolikšne pretoke podatkov potrebujemo.



Slika 82) Okvirni informacijski tokovi med deležniki t.i. pametnega omrežja (Slika internet)

Izražena je velika potreba pri iskanju rešitve in gradnja sistema, ki omili visoko stopnjo kompleksnosti, kar sicer vnaša ločena obravnava posameznih sklopov:

- Oblikovanje tako vizije, kot operativnega načrta uvajanja TK sistema z jasno določeno rešitvijo, kar bo bistveno skrajšalo čas uvajanja.
- Fleksibilnost pri uvajanju novih funkcionalnosti in pogledov vezanih na nabor TK storitev.
- Postopno vključevanje in večanje števila lokacij uporabnikov TK storitev, skladno z ostalimi deležniki.
- Poenotenje telekomunikacijskih povezav in storitev povezljivosti z namenom optimizacije stroškov pri uporabi telekomunikacijskih omrežij za vse storitve in uporabnike Elektro Primorske.
- Celovit in učinkovit sistem nadzora delovanj naprav in sklopov TK.

Predvidene tehnične rešitve bodo načrtovane z vidika arhitekture omrežja. Pri tem je potrebno upoštevati, da se za povezovanje objektov lahko uporablja tudi omrežja ostalih elektroenergetskih podjetij (npr. ELES, Stelkom) ali javnih ponudnikov TK storitev (DSL, mobilna omrežja 4G, 5G) pri čemer bo potrebno opredeliti nabor storitev. V takih primerih bo potrebno posvetiti posebno pozornost pri oceni tveganja uporabe.

Potrebno bo raziskati in opredeliti potencialno rabo različnih storitev, ki jih omogočajo sodobne telekomunikacijske tehnologije:

- PWE ali TDMoIP;
- L2 storitve (VPLS, E-Line E-LAN);
- L3 storitve (L3 VPN)
- Ostale storitve

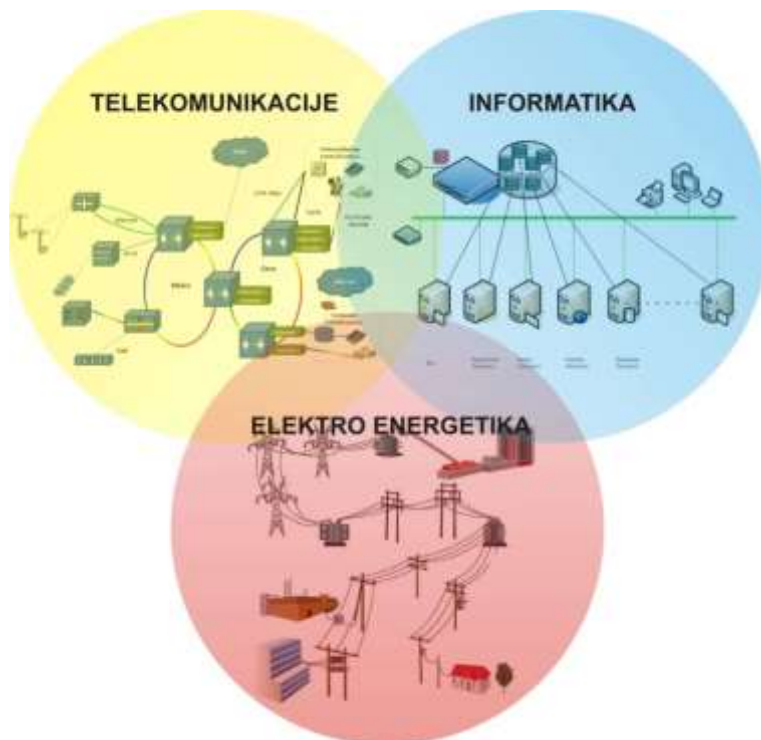
Potrebno bo razmejiti funkcionalnosti, ki jih tehnologija podpira v lokalnih omrežjih, od funkcionalnosti, ki se zahtevajo v celotnem TK omrežju distribucijskih podjetij, ob upoštevanju prepletanja obeh segmentov, saj je eden od namenov optimizacija. Ugotoviti bo potrebno koliko lahko k temu doprinese prenos informacij (podatkov, govora, slike) z enim protokolom od izvora informacije, preko arhitekturno razdeljene infrastrukture do ponora informacije.

TK omrežje leži na dnu storitvene verige, je agregator različnih potreb po TK storitvah, zato je načrtovanje takega sistema s strani posameznih uporabnikov sistema zelo občutljivo glede metodologije načrtovanja, poznavanja širine tehnologij in rešitev ter stanja opreme na trgu, ki jih je potrebno zajeti v primernem obsegu, da so odgovori na možne tehnične rešitve čimbolj neodvisni in za investitorja optimalni.

Ob planiranju in gradnji bodočih TK omrežjih v prihodnosti obstaja nekaj vprašanj, na katera še ni jasnih odgovorov:

- Zagotavljanje visoke razpoložljivosti TK storitev – kakšni bodo ukrepi, tehnične rešitve in za kakšno ceno. Standarde na tem področju je postavila tehnologija SDH – preklon na alternativne povezave mora biti pod 50 ms. Vse tehnologije, ki so novejšje morajo izpolnjevati vsaj takšen pogoj.
- Prodor Etherneta do končnih naprav in posledično komunikacijskih sistemov tudi v težavna okolja. Potrebujemo prilagojene, vendar optimizirane rešitve za elektroenergetska okolja, kjer se z vidika delovanja telekomunikacijskih naprav srečujemo s potencialnimi motnjami okolice.
- Standardi na nivoju RTP-jev npr. IEC 60870-5-104 in IEC 61850 in upoštevanje obeh pri izboru rešitev.
- Širok razpon pasovnih širin v TK omrežju – od nekaj kbit/s do nekaj 10 Mbit/s, 100 Mbit/s ali celo Gbit/s, ki jih nudijo TK omrežja – lastno ali javna. Širok razpon pasovnih širin za posamezne storitve - podatki oddaljenih RTU naprav, ki obsegajo kapacitete nekaj kbit/s do prenosa slik za potrebe video nadzora, ki obsegajo nekaj Mbit/s.
- Kvaliteta storitev - QoS – opredelitev zahtev v politiko QoS in klasifikacija prometnih tokov v prioritete, ki se jih realizira v omrežju od konca do konca. Potrebno bo poiskati odgovore glede potrebnih čakalnih vrst in pogojev glede QoS na vsakem vmesniku prenosnih naprav.
- Omogočanje ustrezne zaščite in kriptiranja prometa za posamezne storitve na prenosnih poteh.
- Zagotavljanje privatnosti posameznim storitvam v omrežju, ki to zahtevajo in stroga kontrola prehodov med posameznimi storitvami kjer se to zahteva.
- Vrste uporabe medija (optični kabel, zrak) in TK tehnologij. Upoštevati gostoto priključkov, oz. lokacij, potrebna pasovna širina za nabor storitev na posamezni lokaciji, možnost gradnje (tehnična, cenovna). Ob tem upoštevati možnost uporabe lastnih in javnih TK omrežij (hibridno TK omrežje, tudi v smislu MVNO ali MOLO).
- Dinamična rekonfiguracija prenosnih poti med vozlišči v omrežju in možnost koriščenja redundantnih transportnih poti, še posebej za vozlišča, ki so vključena v sisteme zvez javnih operaterjev.

Bistvo izziva za Smart Grid predstavlja vse kar s tem razumemo ali si predstavljamo. Še najlepše je to izraziti s prekrivanjem treh dejavnikov in njihovega tesnega medsebojnega sodelovanja.



Slika 83) Prekrivanje treh dejavnikov. Istočasno se vsak s svojimi značilnostmi pojavljajo na povezavi od števca EE do strežnikov za obdelavo podatkov.

To sodelovanje se mora odražati na vseh področjih: razvoj, planiranje, investiranje, vzdrževanje. Ob tem je že za današnja TK omrežja, posebej pa še za tista, ki so tik pred tem, da se uvedejo, mogoče trditi, da zadovoljujejo potrebam.

Veliko bo doseženo že takrat, ko bodo v TK sistem, oz. omrežje vključene vse lokacije TP. Do takrat nem bodo tudi bolj jasne vse zahteve in potrebe za posamezne uporabnike storitev.

Ocena stanja telekomunikacijskega omrežja

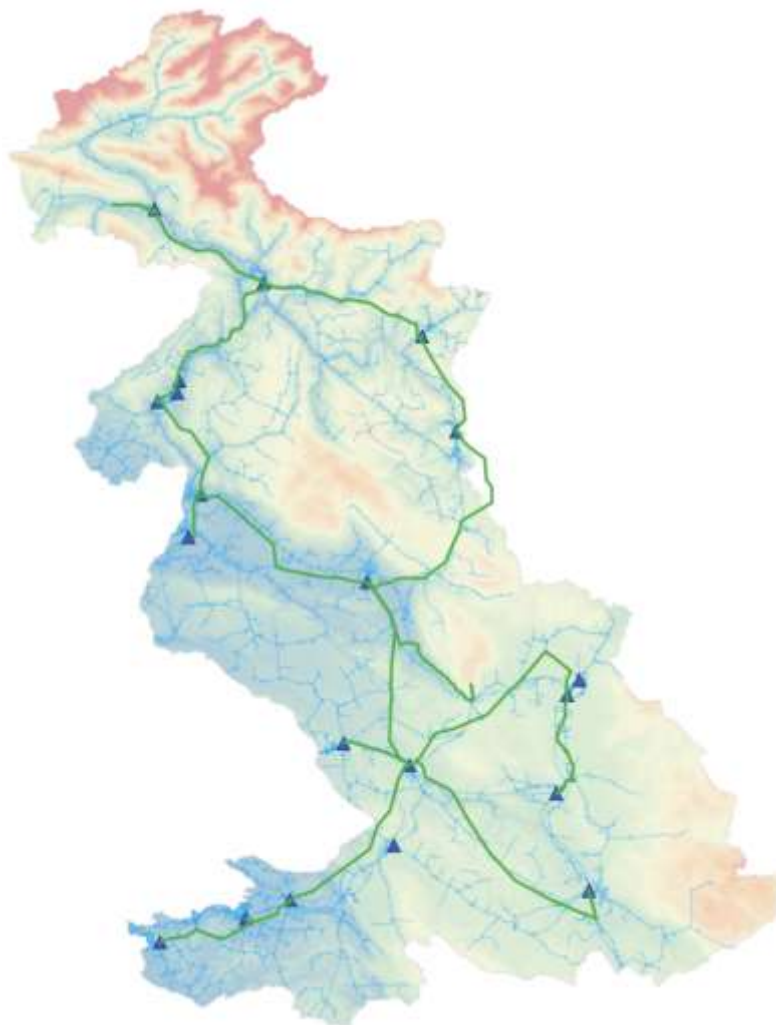
Današnje TK omrežje, ki ga tvorijo prenosni mediji in različna TK oprema na posameznih lokacijah TK vozlišč, je bilo zasnovano že v začetku 90 let prejšnjega stoletja. Danes Elektro Primorska, ob tesnem sodelovanju TK strokovnjakov ELES, upravlja zanesljivo IP/MPLS omrežje. Na spodnji sliki so prikazane lokacije vozlišč, večinoma pa so med vozlišči optični kabli ELES. Na ta vozlišča pa se navezujejo še digitalne radijske zvez in najete storitve drugih TK operaterjev.



Slika 84) Telekomunikacijska vozlišča EP-ELES.

Optična kabelska omrežja pa so zgrajena tako, da tvorijo tri geografsko porazdeljene zanke, ki potekajo preko objektov:

1. RTP Divača, RTP Koper, RTP Izola, RTP Lucija, RTP Ilirska Bistrica;
2. RTP Divača, RTP Sežana, RTP Vrtojba (še manjka), OCV Nova Gorica, RTP Kromberk, RTP Ajdovščina;
3. RTP Kromberk, OCV Nova Gorica, RTP Plave, RTP Tolmin, RTP Cerklje, RTP Idrija, RTP Ajdovščina.



Slika 85) Geografska slika optičnega omrežja za zagotavljanje TK obstoječim RTP in RP objektom.

Z novim zemeljskim optičnim kablom do RTP Postojna 110/20 kV je povezana RTP Pivka 110/20 kV. Ko bo ELES rekonstruiral DV 110 kV Pivka – II.Bistrica bo nastala še četrta optična zanka.

Tabela 77) TK infrastruktura – povezave(lastne)

Tip TK povezave	Dolžina [km]
TOSM	105
OPGW	31
OPWR	
ADSS	17
OPPC	
Skupaj	153

Tabela 78) TK infrastruktura - vozlišča

Tip TK vozlišča	Količina [kos]
IP	127
SDH	
WDM	
FMX	
PDH	
RR	28
Skupaj	155

TK niso same sebi namen, temveč so podlaga za delovanje ostalih dejavnosti, oz. uporabnike TK storitev znotraj podjetja. V današnjem času imamo opravka z različnimi sistemi - uporabniki, ki razpolagajo s celo množico informacij in željo po še več informacijah. Vse te bi radi prenašali med različnimi lokacijami, pri tem pa drug za drugega ne vedo in prihaja, do "razpršene - individualne" uporabe TK kapacitet.

NABOR UPORABNIKOV TK SISTEMA
Poslovna informatika
Video nadzor
Registracija prehodov
Daljinsko vodenje
MKEE
Prevzemne meritve
Zaščita
AMR - AMM
MM odjem - proizvodnja EE z registracijo odjema
IP telefonija
Nadzor TK naprav

Iz zgoraj opisanega izhaja, da se potrebe, razvoj in gradnja TK omrežja skuša planirati in prilagoditi planom uporabnikov TK storitev. Osnovni cilj je pravočasna zaznava teh potreb in predvideti storitve, ki jih bo v TK omrežju potrebno realizirati v perspektivi ter opredeliti zahteve in potrebe za te storitve.

Pri tem so za načrtovanje telekomunikacijskih povezav potrebni podatki:

- Število lokacij
- Zanesljivost
- Pasovna širina
- Varnost
- Ostale potrebe

V tem kontekstu je potrebno poudariti, da je prav to glavni problem trenutnega načrtovanja telekomunikacijskega omrežja prihodnosti za potrebe uvedbe naprednih omrežji. Nabor funkcionalnosti naprednih omrežji in iz njih izhajajoče telekomunikacijske potrebe niso v celoti določene. Posledično je plan uvedbe nedoločljiv, kar onemogoča celovit pristop k načrtovanju telekomunikacijskega omrežja.

IKT infrastruktura

Splošno

Elektro Primorska gradi in uporablja enotno infrastrukturo za delovanje poslovnih in procesnih storitev. Za razvoj in delovanje infrastrukture skrbi Služba za IKT na sedežu podjetja. V okviru distribucijskega centra vodenja deluje manjša služba, ki skrbi za delovanje ožjega procesnega sistema za vodenje elektro energetskega sistema.

Centralno komunikacijsko vozlišče

Na sedežu podjetja v Novi Gorici in na lokaciji Distribucijskega centra vodenja v Kromberku sta postavljeni centralni komunikacijski vozlišči in podatkovna centra.

Komunikacijski vozlišči sta po namembnosti in zmogljivosti enakovredni. Na obeh se zaključujejo komunikacijske povezave do vseh oddaljenih poslovnih in energetskih objektov, za kar se uporabljajo vsi razpoložljivi transportni mediji (Eles s svojim MPLS omrežjem, Telekom s svojim javnim in privatnim omrežjem in T-2 s svojim javnim internetnim omrežjem). Za povezavo manjših energetskih objektov in

rezervno povezavo pomembnejših poslovnih in energetskih objektov se uporablja tudi Telekomovo mobilno omrežje. Komunikacijski vozlišči sta med seboj povezani z lastnimi in najetimi optičnimi povezavami. V centralnih vozliščih je nameščena tudi oprema, ki skrbi za varno povezovanje v internet in na ponudnike javnih in privatnih oblačnih storitev. Tu je tudi oprema, ki skrbi za varno in kontrolirano komunikacijo med poslovnimi in procesnimi omrežji. Večina opreme v obeh vozliščih deluje v redundantnem načinu.

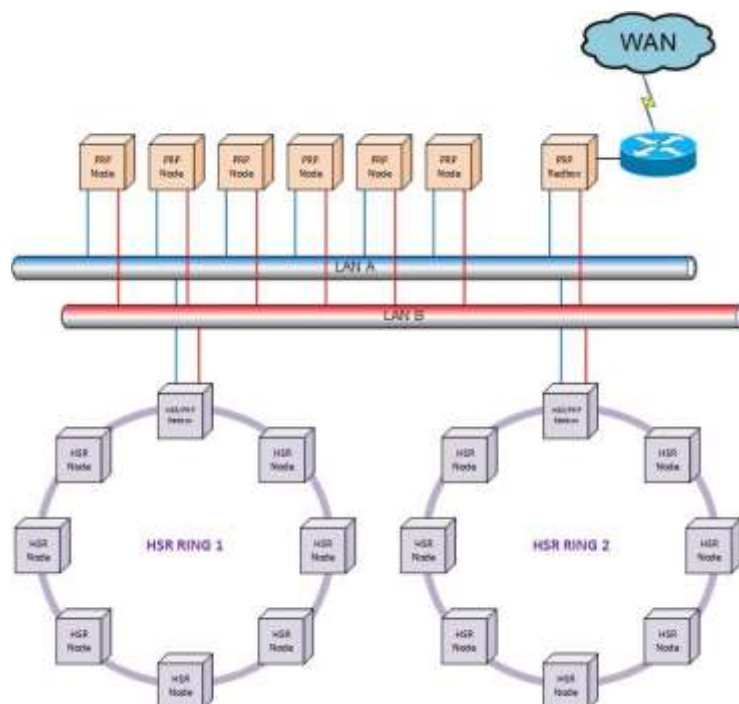
Podatkovni center

Na obe centralni vozlišči sta pripeta podatkovna centra. Večina strežniške infrastrukture je že virtualizirane in jo je mogoče operativno seliti med centroma. Podatkovni center na sedežu podjetja je prvenstveno namenjen podpori poslovnih storitev podjetja, medtem, ko je v podatkovnem centru v Kromberku nameščena oprema procesnega vodenja elektro energetskega sistema. Elektro Primorska koristi tudi strežniško infrastrukturo v Telekomovem privatnem oblaku za delovanje rezervnega podatkovnega centra za ključne storitve podjetja. Infrastruktura za delovanje nekaj storitev iz poslovnega dela informatike, pa je postavljena v Microsoft-ovem javnem oblaku Azure.

Vključevanje energetskih objektov

Oddaljeni energetski so komunikacijsko povezani v obe komunikacijski vozlišči. Koristijo se vse razpoložljive povezave ponudnikov internetnih storitev. V IKT infrastrukturo je vključenih 18 razdelilnih transformatorskih postaj, 19 razdelilnih postaj, 30 pomembnejših transformatorskih postaj in še 140 manjših energetskih objektov

Večji energetski objekti nivoja RTP in RP so večinoma že ustrezno komunikacijsko opremljeni. IKT oprema se redno vzdržuje in nadomešča v skladu z pričakovano življenjsko dobo. Vsa novo vgrajena oprema zadošča standardu IEC 61850-3. V teh objektih je običajno nameščen dovolj zmogljiv usmerjevalnik, ki skrbi za varen pretok podatkov med objektom in obema centralnima vozliščema. Za priključitev lokalnih uporabnikov se vgrajujejo ustrezno zmogljiva mrežna stikala. Promet med posameznimi storitvami znotraj objekta je omogočen preko centralnih požarnih pregrad. V zadnjem času, se v energetske objekte vgrajuje sekundarna oprema, ki za primarno komunikacijo uporablja lokalna procesna omrežja. V teh primerih se topologija lokalnega procesnega omrežja in vgrajena IKT oprema izbira na podlagi izbrane tehnologije, ki jo podpira sekundarna energetska oprema in je skladna za zahtevami standarda IEC 62439-3.



Slika 86) Shema lokalnega procesnega omrežja energetskega objekta.

Manjši energetski objekti nivoja TP in DVPLM se komunikacijsko opremljajo po potrebi. Vgrajena oprema je funkcionalno enaka kot pri večjih objektih vendar običajno manj zmogljiva. Pri povezovanju na centralni vozlišči se uporabljajo enako tehnologije in običajno koristijo povezave javnih ponudnikov internetnih storitev. V okolici večjih energetskih objektov in so na voljo optične povezave, so ti manjši objekti povezani v lokalna omrežja večjih.



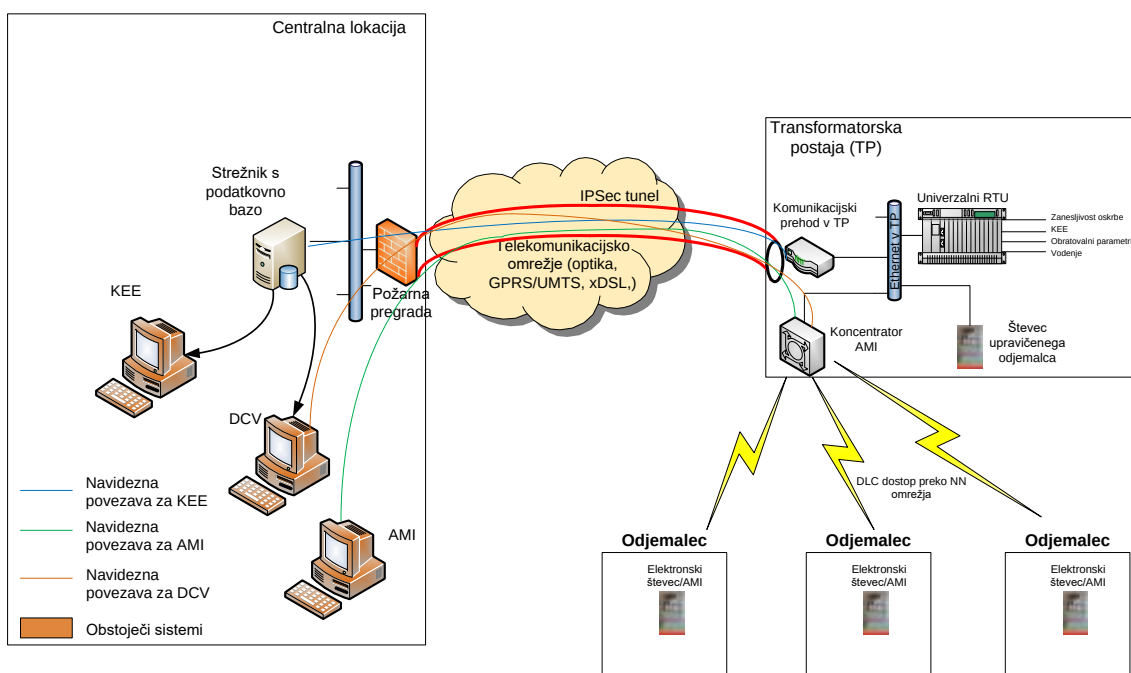
Slika 87) Končno stanje optičnega omrežja po izgradnji novih optičnih vodov

Na področju usmerjenih radijskih zvez ni predvidenih večjih investicij, vsekakor pa obstaja zavedanje, da je lahko radijska zveza redundanca za optične povezave.

Širše pa predviden koncept rešuje problematiko poenotnega zajema podatkov, daljinskega upravljanja in nadzora tako parametrov kakovosti napetosti kot samih merilnih naprav (analizatorjev) in v prihodnosti tudi ostalih podsistemov v TP. Bistvena prednost, ki jo Elektro Primorska s postavitvijo sistema pridobi je celovitost sistema, potrebna pa je še podrobnejša analiza o določitvi podatkov, ki jih je potrebno zajeti, jih informacijsko obdelati in razdeliti uporabnikom. Le-to podjetju omogoča rešitve in gradnjo sistema, ki omili visoko stopnjo kompleksnosti, kar sicer vnaša ločena obravnava posameznih sklopov:

- Oblikovanje tako vizije, kot operativnega načrta uvajanja sistema z jasno določeno rešitvijo, kar bo bistveno skrajšalo čas uvajanja;
- Fleksibilnost pri uvajanju novih funkcionalnosti in pogledov vezanih na nadzor in upravljanje parametrov kakovosti napetosti;
- Postopno vključevanje in večanje števila daljinsko vodenih objektov;
- Poenotenje telekomunikacijskih povezav in storitev povezljivosti z namenom optimizacije stroškov pri uporabi telekomunikacijskih omrežij za vse sisteme;
- Avtomatski zajem podatkov ter oblikovanje analitskih pogledov za potrebe načrtovanja novih zmogljivosti ali izboljšav v elektroenergetsko omrežje ter namenom povečevanja kakovosti napetosti pri dobavi električne energije;
- Avtomatizacijo procesov, ki jih zajem širokega spektra podatkov na TP-jih omogoča, s čimer se zmanjšajo stroški obiskov ter posrednih metod pri oblikovanju končnih poročil;
- Skladiščenje ter analitsko obdelavo podatkov s standardnimi orodji ter njihovo varovanje in arhiviranje;
- Celovit in učinkovit sistem oblikovanja poročanja glede kakovosti napetosti.

Zasnovo celovite rešitve sistema za meritve, daljinski zajem, upravljanje in analize parametrov kakovosti napetosti v podjetju Elektro Primorska prikazuje Slika 88.



Slika 88) Shematski prikaz celovite rešitve sistema za meritve, daljinski zajem, upravljanje in analize parametrov kakovosti električne energije

Iz nabora gradnikov:

- pomembnost in potrebna opremljenost posameznega objekta,
- izbira telekomunikacijske povezave,

ima Elektro Primorska na voljo široko paletu možnosti, ki jih analizira in uporabi v vsakem posameznem primeru, skladno s potrebami in zmožnostmi.

Ustrezno dimenzionirano telekomunikacijsko omrežje, je osnova za razvoj pametnih omrežji, predvsem vpeljave virtualnih elektrarn vezanih na obratovalne omejitve distribucijskega omrežja, kjer je potrebna varnost in zanesljivost vodenja odjema in proizvodnje v okviru obratovalnih omejitev.

V prihodnosti bo glede na predvidene tehnologije, potreben hiter in zanesljiv pretok podatkov, s katerimi bomo v sistem vključili večje število procesno informacijskih točk. Slednje bo še posebej pomembno, ko bomo potrebovali zanesljive povezave z nizko zakasnitvijo, ki so pomembne pri usmerjeni porabi.

Elektro Primorska d.d. za vključevanje večjega števila bodočih procesnih točk pametnih omrežji računa tudi na javno omrežje. Optično omrežje je predvideno predvsem za večje procesne točke torej tam, kjer je pomembna zanesljivost in hitrost komunikacije za varno obratovanje omrežja.

Cilj telekomunikacijskega omrežja mora biti pokrivanje vseh merilnih točk v skoraj realnem času. Le na tak način omogočimo aktivno obratovanje in izvedbo aktivnih servisov pri vseh odjemalcih. Obseg storitev bo odvisen od obsega predvidenih servisov odjemalcem.

Znižanje procesnih točk se pričakuje predvsem z upoštevanjem obdelave podatkov na robu t.i. »edge computing«, ki zniža potrebe po telekomunikacijskem omrežju zaradi lokalne vzpostavitve vodenja na nivoju transformatorske postaje v daljšem časovnem obdobju na osnovi robne IoT platforme.

	Plan										SKUPAJ 2023-2032
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
OBJEKTI 110 kV izgradnja optičnega omrežja v km (novogradnje)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
OBJEKTI 110 kV izgradnja optičnega omrežja v km (rekonstrukcije)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
OBJEKTI SN izgradnja optičnega omrežja v km (novogradnje)	21,8	16,8	24,8	21,8	24,8	24,8	35,2	57,4	31,2	28,6	287,2
OBJEKTI SN izgradnja optičnega omrežja v km (rekonstrukcije)		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	0,0	0,0			50,0
OBJEKTI SN izgradnja cevne kanalizacije (polaganje dvojčkov) za izgradnjo optičnega omrežja v km (novogradnje)	30,1	30,3	30,4	29,6	30,7	30,9	35,2	47,3	33,7	47,7	345,9
OBJEKTI SN izgradnja cevne kanalizacije (polaganje dvojčkov) za izgradnjo optičnega omrežja v km (rekonstrukcije)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 79) T56 - Tabela 56: Predvidena vlaganja v optično omrežje v km za obdobje od leta 2021 do 2030 .

4.3.5 Digitalizacija in razvoj informacijske podpore procesom (procesna informatika)

Danes se tako poslovni kot tehnološki in regulatorni okvirji za delovanje podjetij za distribucijo električne energije močno spreminjajo. Na tradicionalne poslovne modele pritiskajo tako kombinacija hitro spreminjajočih se zahtev odjemalcev in pritisk regulatorjev, kot potreba po integraciji novih tehnologij, ki jih prinaša energetska tranzicija s spremembo pretokov moči. Optimalno izkoriščenost bo možno zagotoviti le z ustrezno informatizacijo procesov obratovanja, načrtovanja in nenazadnje razvoja omrežja. Brez podatkovne podpore načrtovanje ni več možno, kar se je jasno pokazalo ob spremembi dinamike priključevanja razpršenih virov v preteklih letih.

Elektro Primorska d.d. je v letu 2022 zaključila z izdelavo strategije razvoja IT/OT za obdobje 2022-2026 [23], ki služi za izhodišče razvoja digitalnih storitev in informatizacije družbe. Delno smo posamezne dele že omenili pod poglavjem 4.3.1.5, kjer je kot večja OT investicija predviden razvoj ADMS sistema.

V tem kontekstu je zahtevo po zanesljivem delovanju omrežja, ki je dolga leta narekovala investicije v distribucijsko omrežje nadgradila z zahtevo po optimizaciji omrežja z informatizacijo procesov – pospešeno digitalizacijo.

Digitalizacija kot takšna je proces in jo moramo strogo ločiti od procesa vpeljave posamezne aplikacije. Strategija na poti k digitalizaciji je ključnega pomena, ključ pa je integracija in poenotenje podatkov, še posebej, ko gre za razvoj OT sistemov.

Prav tu bo razvoj nujno potreben, saj se razvoj, obratovanje in načrtovanje zaradi razpršenih virov modelsko in podatkovno spušča na področje NN omrežja.

V naslednjih letih lahko na področju razvojne analitike pričakujemo prehod iz določanja obsega načrtovanja na osnovi refrenčnih k celoviti razvojni analitiki na celotnem modelu omrežja. Slednje zahteva ustrezno kakovost podatkov, še posebej, ko imamo opravka z večjim obsegom manjših investicij v NN omrežje.

Ključni element digitalizacije sistema je celostno upravljanje podatkovnih skladov, ki je lahko možno le z optimizacijo delovnih procesov. Prav področje razvoja omrežja je v preteklosti zahtevalo celostne integracije podatkovnih skladov. Centralna Postgresql podatkovna baza je bila na EP vzpostavljena že v letu 2013, najprej v obliki MySQL podatkovne baze izključno za integracijo energetskih časovnih serij, v letu 2014 pa z nadgradnjo na PostgreSQL in PostGIS, ki je služil za integracijo med IIS in GIS (takrat še v AutoCAD) obliki. Na tak način smo si poenostavili spremljanje sprememb v omrežju na osnovi diferencialnih razlik med podatkovnimi skladi in s tem zmanjšali količino dela pri posodobitvah modela Gredos. Vzdrževanje takšnega sistema seveda ni enostavno, še posebej, če je potrebno vir podatkov podeliti širši skupini podatkovnih odjemalcev in aplikacij.

Zgodba z integracijami gre na EP naprej, v obliki DSElektroDIS projekta, kar je glede na izkušnje izredno učinkovit pristop sploh, če se vodenje tovrstne podatkovne baze sistemizira in uredi podatkovne strukture v celoto.

V primeru, da centralizacije podatkov ne izvedemo, je v teh časih vzpostavitev ustreznih podatkovnih modelov in integracija novih aplikacij nemogoča ne glede na podatkovni sklad. Povezovanje podatkovnih skladov med seboj je ključnega pomena za vodenje kakovosti, preverjanje in ustrezno vodenje podatkovnih skladov, predvsem pa izkoriščanje le-teh na osnovi podatkovne analitike je ključno.

S pristopom k sistemskemu upravljanju podatkovnih skladov se bo področje zagotavljanja OT podatkovnih osnov uredilo. Z učinkovitim vodenjem podatkov lahko zmanjšamo količino ročnega preverjanja podatkovni skladov, kar bo pozitivno delovalo na družbo.

GIS in modeliranje omrežja

Modeliranje omrežja je temelj za vpeljavo vseh ostalih naprednih storitev v distribucijskem omrežju, kjer je potrebno opazovati obratovalne meje. Kot temeljni repozitorij tehniških podatkov služi GIS.

Ti podatki so osnova za vpeljavo:

- Sistemov za napredno vodenje in proženje fleksibilnosti;
- Sistema aktivnega načrtovanja omrežja z aktivnimi elementi;
- Sistema za povezavo naprednega merilnega sistema z modelom omrežja (integracijska platforma) ;
- Sistemov za vpeljavo fleksibilnosti na osnovi omejitev distribucijskega sistema in orodja za upravljanje z odjemom in proizvodnjo (storitev fleksibilnosti);

Elektro Primorska je v letu 2017 zaključila prvo fazo vpeljave novega GIS sistema, s katero smo zagotovili možnost za popis distribucijskega omrežja in njegovih električnih in topoloških značilnosti. Vsi tehniški podatki se sedaj popisujejo na enem mestu, kar bistveno olajša vnos atributnih podatkov in kompleksne strukture nizkonapetostnega omrežja, ki ga je potrebno popisati za uvedbo novih funkcionalnosti. Ta repozitorij podatkov je ključnega pomena za podrobno poznavanje omejitev sistema in temelj za vpeljavo vseh ostalih.

Informacije o lastnosti tehniških elementov omrežja **bodo do leta 2024¹⁵** razpoložljive za vse napetostne nivoje tako, da bo možno ustrezno modeliranje omrežja.

Problem uvedbe teh sistemov ni toliko v nakupu samih simulacijskih orodjih kot v potrebnem delu za prečiščevanje električnih podatkov elementov omrežja kot tudi topološke povezljivosti s stanjem stikal v omrežju in zgodovine stanj. Glede na obseg podatkov v modelu omrežja, stroškov povezanih z zbiranjem podatkov bo potrebno v izhodišču gotovo ciljati na omejen obseg podatkov s poudarkom na kritičnih omrežjih.

GIS kot tak je težko samozadosten za modeliranje omrežja in potrebuje znatno podporo dodatnih sistemov, ki temeljijo na zbiranju podatkov iz terena (mobilne podpore, integracije delovnih procesov in procesiranja števnih podatkov), da lahko zagotavljamo ustrezno kakovost podatkov elementov omrežja.

Iz stališča načrtovanja obratovanja in razvoja je to zadostno, problem pa nastane pri načrtovanju servisov odjemalcem saj jih brez ustreznega popisa omrežja v smislu uvajanja fleksibilnosti in trga sistemskih storitev na distribucijskem omrežju ne bo možno v celoti uvesti.

Navezujoči sistemi za energetske analitike potrebujejo digitalizirane standardizirane informacije o omrežju. Avtomatiziran izračun pretokov moči na vseh napetostnih nivojih je predpogoj, za vpeljavo številnih naprednih funkcij in uporabo naprednih meritev za ocenjevanje stanja v sistemu.

Iz stališča razvoja omrežja je vedno bolj podroben sklad podatkov GIS pomemben predvsem zaradi lažje določitve predvidenega potrebnega obsega vlaganj glede na strategije razvoja obremenitve. V preteklosti in tudi v tem razvojnem načrtu smo se oprli na referenčne modele omrežji.

Model omrežja CIM

Za prenos modela med sistemi je potrebna ustrezna integracija informacijskih sistemov na osnovi modela CIM (IEC 61968) in ESB, ki bo združeval vse podatkovne vire na EP, predvsem pa **celovit**

¹⁵ Informacija GIS skupine

popis modela omrežja. Doseg tega modela je omejen na nabor podatkov, ki jih določimo za opis omrežja, zato je CIM zgolj standard. Elektro Primorska je s privimi pretvorbami podatkovnih virov v CIM začela pri pripravi podatki za uvedbo ADMS – NEDO, projekt se nadaljuje v okviru projekta DSElektroDIS.

CIM repozitorij je prilagodljiv in ga bo potrebno vzpostaviti predvsem za lažjo integracijo sistemov. Pričakujemo, da se bodo po izvedbi celovitega popisa ključnih podatkov sistema (predvsem temelječih na celovitem GIS popisu podatkov) omogočilo zunanjim ponudnikom razvoj novih produktov predvsem pa uvoz v sisteme naprednega vodenja, načrtovanja obratovanja in planiranja distribucijskega omrežja z aktivnimi elementi.

Razvoj aplikacij za prožnost in optimizacijo NN omrežji brez ustrezno preverjenega modela omrežja ne bo mogoč.

CIM je posebej prilagojen podatkovni model / repozitorij podatkov za distribucijsko omrežje, ki omogoča med drugim tudi topološki popis omrežja in geografske entitete. Ko bo omrežje v GIS v celoti popisano, bomo CIM vodilo in repozitorij lahko uporabljali za prenos podatkov omrežja med vsemi informacijskimi sistemi v družbi in tudi drugimi zunanjimi servisi, ki bodo vezani na te podatke.

Podatkovni model pokriva številna področja:

- Vmesnik za operacije z omrežjem;
- Integracijo sredstev vzdrževanja in vzdrževanja sredstev;
- Vmesnik za upravljanje in obratovanje distribucijskega sistema;
- Vmesnik za popis in popis sredstev;
- Vmesniki za obratovalno planiranje in optimizacije;
- Vmesnik za vzdrževanje in gradnjo;
- Vmesnik za razvoj omrežja in ekonomiko investicij;
- Vmesnik za standardno branje števec in vodenje;

Vsi ti vmesniki bodo zgrajeni vzporedno z razvojem informacijskih sistemov, ki se uvajajo, ko bo nivo podatkov dosegel nivo, s katerim bomo lahko zadostili navedenim podatkovnim modelom in vmesnikom. Šele ko bomo zadostili podatkovnim zahtevam posameznim sistemom bomo podatke standardizirali na osnovi CIM modela.

Sistemi za integracijo podatkovnih skladov v podatkovne sisteme BigData in SQL s podporo prostorskim podatkom

Elektro Primorska d.d. na tem področju planira že v izhodiščnih letih uvesti ustrezno integracijsko platformo IT/OT na osnovi katere bomo vzpostavili ustrezen podatkovni model. Slednji bo temelj za pospeševanje digitalizacije v distribucijskem omrežju za vse uporabniške primere. Predvidoma bo ta platforma vzpostavljena v 3-4 letih v okviru DSElektroDIS sistema.

Sistemi za integracijo podatkovnih skladov omogočajo integracijo vseh virov GIS, CIM, podatkov časovnih serij ADMS in AMI v celoto.

Z integracijo podatkovnih skladov npr. napetosti preko sistemov ADMS in AMI lahko dobimo boljši vpogled v vodenje napetostnega profila. To je zgolj ena izmed mnogih aplikacij, ki lahko služi za izboljšanje stanja in zagotavljanje skupnega celovitega modela, ki brez sistemov za integracijo ne more obstajati.

Pomembno vlogo ima predvsem pri pregledu spremenljivk stanja (spoznavnosti) saj lahko šele na skupnem podatkovnem skladu izvajamo analitiko v BigData sistemih oz. integracije z drugimi sistemi obratovalne in razvojne analitike.

Sistemi za izdelavo podatkovnih storitev za zunanje deležnike

Spletni servisi so orodje za spletni prenos podatkov med deležniki preko standardiziranega protokola za dostop. Spletni servisi se običajno razvijejo glede na razpoložljiv podatkovni vir, kjer je ključna semantika zapisa in protokol izmenjave, ki deluje na standarden način in vsebuje načine za avtentikacijo.

Spletni viri, ki se bodo v prihodnje razvili bodo temeljili na deljenju spoznavnosti omrežja, prenosnih zmogljivosti omrežja, signali trga in drugimi podatkovnimi storitvami za ostale deležnike, saj ti omogočajo deljenje podatkov po standardnem http protokolu.

Spletni servisi so relativno stara tehnologija, pričakujemo pa predvsem problematiko na nivoju zagotavljanja varnosti, saj bodo ti odprti svetu in bodo zatevali ustrezne varnostne protokole za ščitenje varnosti podatkov, še posebej takrat, ko bodo ti servisi na voljo odjemalcem ali skupnostim.

Razvoj podatkovnih storitev bo potekala v skladu s potrebami deležnikov, pomembno pa bo, da bomo lahko te storitve oblikovali glede na integracijske potrebe z zunanjimi deležniki in podatkovnimi zahtevami sistemov, ki se bodo integrirali npr. trga prožnosti, kot enega izmed deležnikov teh novih virov.

Razvoj spletnih servisov se razvija po izgradnji sistema za analitiko in določitvi sistemskih spremenljivk posameznih podsistemov vključenih v komunikacijo z zunanjimi deležniki.

Napredna podatkovna analitika »BigData«

BigData je osnova za izkoriščanje velike količine podatkov, ki so in bodo na razpolago po intenzivni informatizaciji sistemov. Ključnega pomena je, da se informacije senzorjev v omrežju integrirajo in povežejo s sredstvi.

Prednost tovrstnih sistemov je predvsem v hitri obdelavi velike količine podatkov, ki pri standardnih SQL sistemih ni nujno zadostna. Pričakujemo, da bo potrebno v naslednjih obdobjih poseči po hitrejših orodjih za podatkovno analitiko, ki temeljijo na BigData platformi.

Uvedba BigData platforme je smiselna takrat, ko so podatki ustrezno strukturirani in jih lahko v nestrukturirani obliki na tovrstnih sistemih obdelujemo. Ključni prehod se bo zgodil ob uvedbi hitrejših realno časovnih tokovih meritev IoT in meritev, ki bodo zahtevale realno časovne odgovore.

Eden izmed srednjeročnih ciljev, je izkoristiti do sedaj zbrane podatke naprednih meritev in jih izkoristiti v procesu obratovanja in načrtovanja.

Kot ključni projekti, ki bodo omogočali večjo spoznavnost je (po prioritetah):

1. Simetriranje NN omrežja;
2. Koordinirana analiza napetostnih profilov v sistemu in slabih napetostnih razmer;
3. Uvedba sistemov za kratkoročno napovedovanje obremenitev;
4. Analitika časovnih serij in njihova agregacija od spodaj navzgor s klasifikacijo odjema na osnovi strojnega učenja;
5. Analitika podatkov zanesljivosti iz števcov;
6. Analize delovanja merilnega sistema in nadomeščanje meritev (predvidoma v HES sistemu);
7. Obdelava skupnih podatkovnih virov;
8. Uvedba umetne inteligence pri odločanju in napovedovanju (npr. vpliv vremena na energetske razmere in lokacije).

Trenutno ne uporabljamo BigData tehnologij ampak zgolj klasične SQL sisteme za analitiko podatkov, vendar bo s povečanjem števila podatkovnih točk in ostalih povezanih podatkov ta nujno potrebna za učinkovito analitiko nestrukturiranih povezanih podatkov. Alternativna možnost še vedno ostaja uporaba podatkovnih baz za časovne serije t.j. TSDB.

Trenutno uspemo z klasičnimi podatkovnimi bazami zadostiti potrebe po naprednih poizvedbah saj je količina podatkov še v mejah, kjer so podatkovni skladi obvladljivi z enostavnimi neparalelnimi procesi in klasičnimi podatkovnimi shemami v repozitorijih meritev in drugih. Problem nastaja le pri kompleksnejših poizvedbah, ki zahtevajo obvladovanje in analizo nad celotnim sklado, za kar klasične podatkovne baze zaradi neparalelne arhitekture in procesov niso primerne. Tudi tu v svetu opažamo trend uvedbe posebnih podatkovnih skladov, ki so posebej namenjeni obvladovanju časovnih serij TSDB (»Time Series Database«) za hitrejšo podatkovno rudarjenje velikih skladov časovnih serij.

Ena izmed ključnih elementov podpore procesom bo povečanje spoznavnosti stanja v sistemu, kjer Elektro Primorska aktivno pristopa k uvedbi centralnega skladišča energetskih podatkov na osnovi zgoraj predstavljenih konceptov. Skladišče bo služilo tako za analitiko podatkov kot tudi zagotavljanje podatkov sistemom za načrtovanje obratovanja kot načrtovanje razvoja in planiranje omrežja.

Integracija podatkov modela omrežja bo ključnega pomena, za kar pa BigData ni nujno najboljše orodje, saj za tovrstno integracijo potrebujemo ločena orodja.

Ključni koraki k izvedbi tovrstnih sistemov so se že izvedli, meritve so dostopne, problem pa nastaja predvsem na področju ustrezne agregacije podatkov, saj se številčne meritve zaradi zakonskih omejitev ne smejo hraniti daljše obdobje. Prav dolžina obdobja dostopnosti podatkov pa uporabi podatkov pametnih števec v razvoju daje uporabnost, saj je kakovost napovedi in pregled trendov moči možna le ob obstoju ustreznega – dovolj obsežnega historjata podatkov in zmožnost za obdelovanje le-teh na osnovi ustreznih korelacij z ostalimi prostorskimi in drugimi časovno odvisnimi spremenljivkami oz. določanja ustreznega modela, ki se bo glede na tekoče podatke posodabljal.

Centralna podatkovna energetska baza bo omogočala zakonsko predpisano anonimizacijo podatkov, hkrati pa omogočajo razvojne vpoglede z agregacijo podatkov na vozlišča in druge energetske elemente. Trenutno je problematična predvsem kakovost modela omrežja, ki bi ga potrebovali za anonimizacijo na osnovi sistemske prepoznavnosti.

Izkoriščanje podatkov v povezavi z napredno analitiko napetosti, kasneje pa integracijo teh podatkov v sisteme vodenja oz. sisteme dinamičnega realno časovnega izračuna bo ključ za izkoristek sistemov.

Tu gre za posebej prilagojeno analitiko, kjer ročna obdelava in pregled napak meritev ne bo več možna brez uporabe metod temelječih na metodah podatkovne analitike, strojnega učenja, umetne inteligence in drugih modernih konceptov. Slednje zahteva bistveno širitev trenutnega obsega dela načrtovanja obratovanja in načrtovanja razvoja. Orodja za uporabo teh konceptov so sicer prosto dostopna, zahtevajo pa posebna znanja in zaposlitev kadrov, saj tovrstno znanje prav zaradi specifičnosti algoritmov umetne inteligence, ki so odvisni od nadzora njihovega učenja ni možno uvesti brez aktivnega nadzora in podrobnega poznavanja konceptov in algoritmov.

Poleg števec pri odjemalcih je eden izmed ciljev tudi vgradnja kontrolnih meritev v TP do leta 2025. Te že uporabljamo za preverjanje obremenjenosti transformatorskih postaj po omrežju in odkrivamo neupravičen odjem.

Iz stališča razvoja informacijske podpore uporabnikom, je potrebno izpostaviti Maximo, ki bo z razvojem ostalih navezujočih tehnologij npr. IoT omogočal napredno vzdrževanje sistema na osnovi prediktivnega vzdrževanja predvsem pa osnovo za prediktivno vzdrževanje sistema.

Z uvedbo novih sistemov so se delovni procesi v družbi morali prilagoditi novim zahtevam. Ključnega pomena v prihodnosti bo, da se bo vzpostavilo lastno znanje, s katerim bomo optimizirali procese in uspešno izvajali podatkovno analitiko v povezavi s poslovnimi cilji.

Poročilni sistemi

Pri uvajanju informacijske podpore procesom ne smemo pozabiti na **zagotavljanje ustreznega vpogleda v podatke v obliki ustreznih poročilnih sistemov t.i. »BI – 'business intelligence'« sistemov**. Vpeljava ustreznih poročilnih sistemov za posamezne delovne procese v družbi je **ključna tako pri nadzoru kakovosti podatkov, njihovi agregaciji in osnovnem združevanju v smiselno celoto in nenazadnje izdelave KPI**. Vizualizacija v obliki grafičnega vpogleda, tabelarnih pogledov in agregiranja teh procesnih spremenljivk omogoči celovitejši vpogled v stanje kot tudi na zgodovino odločanja na osnovi stanja. Analitika in BigData sta zgolj vmesni fazi kjer podatke čistimo in pripravimo za nadaljnjo uporabo.

Ustrezno prilagojena vizualizacija spremenljivk delovnega procesa nam omogča učinkovito in nepristransko odločanje na osnovi prikaza rezultatov analitičnih funkcij.

Takšen sistem v izhodišču zahteva čiščenje in vzpostavitev procesa vodenja podatkov - digitalizacijo, dolgoročno pa prinese veliko prednost predvsem pri času izvedbe poročil stanja na posameznem področju in hitrosti priprave podatkov za zunanje deležnike. Trenutno je večina teh sistemov vsebovanih kot del funkcij posameznega sistema, v prihodnje pa jo bo potrebno razširiti na celoten podatkovni sklad še posebej za OT sisteme.

Uvedba umetne inteligence

Uvedba umetne inteligence je možna šele takrat, ko so podporne spremenljivke posameznega delovnega procesa v celoti znane, vizualizirane, prečiščene in oblikovane in agregirane, v kolikor je to potrebno. Razvoj umetne inteligence lahko opazujemo predvsem tam, kjer je na zalogo velika količina podatkov. Slednje dodatno utemeljuje razvoj »BigData« platform.

Ustrezna zaloga zgodovine odločevalskih spremenljivk in spremljanje rezultatov odločanja je ključni pogoj za uvedbo pomoči za odločanje v obliki umetne inteligence eng. »AI – artificial intelligence«.

Umetna inteligenca igra pomembno vlogo še posebej pri vodenju sistema prožnosti.

Umetna inteligenca in strojno učenje zahteva nadgradnjo sistemov analitike, predvsem pa izgradnjo posebnega strojnega sklopa, ki omogoča lažje učenje nevronske mreže in običajno namesto na CPU temelji na GPU procesiranju oz. tenzorjih.

Umetna inteligenca se bo razvila v sklopu posameznih aplikativnih rešitev:

- Napovedovanje bodočih energetskih stanj (predvsem kratkoročno napovedovanje, dolgoročno je odvisno od ekonomske energetske ekspertne analize);
- Preventivno vzdrževanje na osnovi določitve vplivnih kritičnih elementov (verjetnostna analiza izpadov SAIFI / SAIDI) ;
- Ocenjevanje zanesljivosti parametrov omrežja na osnovi multiparametrične analize (vreme, starost objektov, vrsta elementa, geografska lokacija elementa);
- ...

Pomembno je, da je v fazi učenja umetne inteligence strokovnjak za posamezno področje spremlja odločanje pred vpeljavo v delovne procese tako, da odločanje AI dosega visoko stopnjo zanesljivosti. V tem kontekstu je potrebno opazovati razvoj napredne analitike v prihodnje.

Naslednje obdobje bo predvsem namenjeno ustvarjanju podatkovnih skladov, ki bodo omogočili zbiranje podatkov na ustrezen način, da bomo lahko vzpostavili temelj za vodeno strojno učenje teh algoritmov.

Uvedba naprednega modeliranja distribucijskega omrežja

Srednjeročni oz. kratkoročni cilj na področju informacijske podpore procesom je na EP predvsem uvedba **novega modela distribucijskega omrežja in metodologij izračunov stanj**, ki bodo

skladnejše s trenutnim stanjem tehnike, novim elementom omrežja in vsebuje moderne metode za analizo stanj z aktivnimi elementi omrežja. EP predvideva, da se bodo te uvedle v okviru novega modela omrežja in bodo služile optimizaciji procesov načrtovanja obratovanja in načrtovanja razvoja, predvsem aktivnega načrtovanja omrežja.

EP je zato v preteklosti vlagala v sisteme za popis in dokumentacijo omrežja v kateri bomo lahko vzpostavili temeljno zalogo podatkovnih vrednosti za izgradnjo naprednega modela distribucijskega omrežja.

Pomemben razlog za izboljšanje modela omrežja in simulacijskih postopkov je predvsem v tem, da brez upoštevanja vseh podatkov, ki so in še bodo na razpolago iz NMS in GIS teh ne bo možno izkoristiti za boljši izkoristek obstoječega omrežja v procesih načrtovanja obratovanja kot tudi ne načrtovanja omrežja. Ključ je integracija podatkov več sistemov družbe.

Poleg determinističnih pristopov k izračunu stanja v omrežju je potrebno uvesti simulacije več stanj bodisi, da gre tu za kvazi dinamične ali stohastične analize, ki bodo omogočale vpogled v širok spekter stanj v času kot so na razpolago iz sistemov meritev, bodočega sistema ocenjevalnika stanj in dinamike regulacij aktivnih elementov omrežja.

Pomembne lastnosti so tudi:

- verzioniranje omrežja in uvedba relacijske baze za integracije in hranjenje trenutnega in razvojnih modelov omrežja;
- Integracija z GIS, SCADA ;
- funkcije za ekonomsko vrednotenje razvojnih korakov po letih in njihovo primerjavo za razvoj;
- Integracija s poslovnimi sistemi;
- Integracija s sistemi servisov odjemalcem;
- vnos in manipulacijo kratkoročnih in dolgoročnih napovedi obremenitev;
- integracijo sistemov naprednega merjenja;
- Programsko nadgradljivost t.i. skriptiranje - API za:
 - preverjanje kakovosti modela omrežja;
 - vpeljavo aktivnega načrtovanja omrežja (avtomatskega preverjanja bodočih stanj);
 - optimizacije in napredne pristope k načrtovanju;
 - avtomatizacijo in dnevne analize;
 - izdelavo integracij GIS in vzorčenje podatkov.

Uvedba sistema bo pomembna tako iz stališča razvoja in optimizacije obratovanja sistema, uvedbe in načrtovanja fleksibilnosti, vrednotenja aktivnih rešitev v razvoju in ekonomsko primerjavo aktivnih s klasičnimi rešitvami.

Ključna lastnost tega sistema mora biti njegova fleksibilnost in prilagodljivost, zmožnost doprogramiranja, saj bo še posebej v razvojnem smislu potrebno določene procese preverjanja zmožnosti obratovanja in razvoja avtomatizirati, **saj ročni pristop k razvoju variant in obratovalnih sprememb ne bo več možen**. Problematična postane predvsem priprava podatkovne zaloge za model omrežja in avtomatsko vzpostavljanje variant ojačitve, ki je brez programskega pristopa nemogoča.

Ključni element in razlog za prehod na nove modele omrežja je predvsem v dejstvu, da optimizacija obratovanja omrežja in delno tudi razvoja omrežja s trenutnimi koncepti ni več možna.

Vpeljava obratovalnih analiz na osnovi modelov omrežja

Aktivni razvoj distribucijskega NN omrežja, uvedba aktivnih elementov omrežja in njihova razvojna utemeljitev brez nadgradnje načrtovalskih orodji in nadgradnje orodji za obratovalne analize ne bo možna.

Elektro Primorska d.d. trenutno aktivno pripravlja ustrezne celostne rešitve integracij in izdelave omrežnega modela.

Ena izmed tovrstnih analiz, ki jo nujno potrebujemo pri izdaji večjega števila soglasji za priključitev razpršenih virov ali odjema je analiza vozliščnih dopustnih moči NHC eng. »Nodal Hosting Capacity« in omrežna dopustna moč NHC »Network Hosting Capacity«, ki sta pomembni pri izdaji soglasji, ki temelji na izrabi zgodovine meritev v omrežju. Slednje je še toliko bolj pomembno pri večji dinamiki izdaje soglasji za priključitev razpršene proizvodnje in povečave moči obstoječih soglasji in preverjanje vplivov, ki jih ima nova tehnologija na dolgoorčni razvoj distribucijskega omrežja.

Čeprav je tovrstnih produktov veliko in rešujejo vsako svoje področje bomo zaradi optimizacije procesov pretvorbe podatkov in modelov izdelali skupni model distribucijskega omrežja tako za načrtovanje obratovanja in načrtovanje omrežja, ki bo omogočal večji obseg energetskih omrežnih analiz. Slednjega bomo prilagajali glede na uvedene aplikacije, kjer se išče najmanjši skupni imenovalac podatkovnih skladov.

IT varnost in kibernetska varnost

Zagotavljanje informacijske varnosti bo tudi v bodoče strateškega pomena za delovanje distribucijskega sistema. Na tem področju sodelujejo vsa distribucijska podjetja v smislu poenotenja rešitev in znižanja stroškov. Politiko kibernetske varnosti bomo uresničevali v skladu s sprejeto Strategijo o kibernetski varnosti Slovenije, Zakonom o bistvenih storitvah, Zakonom o kritični infrastrukturi, Zakonom o varovanju osebnih podatkov, Uredbo o varstvu podatkov, Standardom ISO 27001, Krovno varnostno politiko, Elaboratom o neprekinjenem delovanju družbe, zmanjševanjem informacijskih tveganj in priporočili penetracijskih testov.

Pomembnost kibernetske varnosti na državni ravni je poudarjena tudi v Resoluciji o strategiji nacionalne varnosti Republike Slovenije iz leta 2019. Za okrepitev celotnega sistema kibernetske varnosti in nemotenega delovanja sistemov, od katerih je odvisno delovanje celotne družbe, je Republika Slovenija februarja 2016 sprejela Strategijo kibernetske varnosti, ki je poleg zavezujočih mednarodnih dokumentov temelj za sistemsko ureditev obravnavanega področja. Na podlagi strategije je bil aprila 2018 sprejet Zakon o informacijski varnosti (v nadaljevanju: ZInfV), ki podrobneje ureja obravnavano področje in uvaja varnostno direktivo Evropske unije (v nadaljevanju: direktiva NIS). V pripravi so spremembe in dopolnitve te direktive, delovno poimenovane NIS2, ki bodo vplivale na nadaljnji razvoj in način dviga ravni kibernetske varnosti v Evropski uniji in pri nas. Na poslovanje elektrodistribucijskih podjetij vpliva tudi Zakon o kritični infrastrukturi (v nadaljevanju: ZKI), sprejet decembra 2017, ki nalaga deležnikom, ki upravljajo s kritično infrastrukturo, nenehno posodabljanje ocene tveganj in vseh potrebnih postopkov, ki zagotavljajo neprekinjenost obratovanja elektroenergetskega omrežja. Elektrodistribucijska podjetja za uresničevanje svojega poslanstva, distribucije električne energije poslovnim in gospodinjstvom odjemalcem, upravljajo s ključnimi deli infrastrukture elektro energetskega sistema v Sloveniji (v nadaljevanju ključna infrastruktura).

Elektro Primorska izvaja stalne in dodatne zaščitne ukrepe. Stalni ukrepi se izvajajo v vseh razmerah in so določeni s posameznimi pravilniki oziroma z navodili, ob povečani ogroženosti ključne infrastrukture, izrednem dogodku ali krizi pa se lahko njihovo izvajanje stopnjuje. Ti dokumenti so sprejeti v okviru temeljnih ISO dokumentov družbe.

Dodatni ukrepi se izvajajo ob povečani ogroženosti infrastrukture, izrednem dogodku ali krizi, če stalni ukrepi, tudi če se njihovo izvajanje stopnjuje, ne zadostujejo. V elektrodistribucijskih podjetjih se ocenjujejo tveganja s področja informacijske varnosti. Če se bo vpliv katerega tveganja povečal nad

sprejemljivo mejo, ukrepamo z implementacijo ustreznih organizacijskih in tehničnih ukrepov, ki bodo v skladu z zgoraj omenjenimi zakonskimi zahtevami oz. priporočili. Zagotavljanje tako informacijske, predvsem pa kibernetske varnosti bo tudi v prihodnje strateškega pomena za delovanje distribucijskega sistema, saj je predvideno povečanje kritičnih sistemov predvsem na OT področju. Na vseh področjih, tako poslovne kot procesne informatike bomo nadaljevali z izboljševanjem in posodabljanjem nadzorov informacijske varnosti v kontekstu področij ISO 27002. Aktivno bomo spremljali prihajajočo zakonodajo s področja kibernetske varnosti in obravnavali spremembe, ki jih prinaša NIS2 direktiva oziroma novi Zakon o informacijski varnosti, ki bo v nacionalno zakonodajo prenesel direktivo NIS2.

V tej luči bomo nadaljevali z opravljanjem svojih nalog tako na področju obvladovanja incidentov, kot zagotavljanja kibernetske varnosti nasploh na ključnih področjih distribucije električne energije v okviru svojih pristojnosti in nalog tako po Zinfv, ZKI kot tudi Načrta pripravljenosti na tveganja v sektorju električne energije in Nacionalni načrt odzivanja na kibernetske incidente. Na nacionalnem nivoju sodelujemo in bomo tudi v prihodnje sodelovali z ostalimi udeleženci vključenimi v zagotavljanje varnosti (Urad vlade RS za informacijsko varnost, Nacionalni odzivni center za kibernetsko varnost, ELES, ...), kot pomemben člen na energetskega področju, tako kot izvajalec bistvenih storitev po Zinfv (bistveni subjekt v skladu z NIS2) kot upravljavec kritične infrastrukture v skladu z ZKI.

Za zmanjšanje tveganj smo zato distribucije vzpostavile skupni Varnostno Operativni Center (krajše VOC) ter določili dela in naloge za obvladovanje kibernetske varnosti v dispečerski službi, službi za zaščito, službi za merjenje električne energije, službi za obračun in službi IKT. Omenjene službe bodo kot podpora pri upravljanju kibernetske varnosti v svojem poslovnem okolju z nalogami odzivanja na napade/incidente, forenzičnimi postopki zavarovanja materialnih sledi, analize sledi in podajanju predlogov za nadaljnje postopke. Prav tako bodo sodelovali pri podajanju strategije in oblikovanju varnostnih politik. VOC bo deloval na nivoju vseh EDP, pri tem pa bo potrebno usposobiti ljudi za:

- stalen nadzor nad informacijsko varnostjo, obveščanje o nastalem incidentu prizadeto EDP in tangirano službo ter sporočanje o varnostnem incidentu ustreznim organom (npr. SI-CERT),
- stalen nadzor nad fizično varnostjo kritične infrastrukture, obveščanje o nastalem incidentu prizadeto EDP in tangirano službo ter sporočanje o varnostnem incidentu ustreznim organom,
- upravljanje VOC-a ter nudenje strokovne pomoči pri odzivu in reševanju incidenta pri posameznem EDP,
- periodično preverjanje ranljivosti omrežja, sistemov in aplikacij ter preverjanje delovanja kritičnih informacijskih sistemov s stališča varnosti.

Na področju informacijske varnosti bomo še naprej izobraževali in ozaveščali svoje zaposlene in jih seznanjali z najnovejšimi grožnjami in z njimi povezanimi tveganji. Kljub uporabi naprednih požarnih pregrad nove generacije, se bodo vsaj OT sistemi zaščitili z najnovejšimi sistemi zaznavanja kibernetskih napadov.

V naslednjih desetih letih bo zagotavljanje informacijske varnosti ena glavnih prioritet vseh uporabnikov tako poslovnih kot procesnih sistemov podjetja. Sistemi se bodo še podrobneje analizirali in delili na manjše varnostne podsisteme. Za pretok podatkov med sistemi, podsistemi sistemov in proti internetu bo potrebna nabava zmogljivih požarnih pregrad, ki bodo sposobne obdelovati tudi procesnim sistemom lastne protokole.

Zavedamo se, da je pri zagotavljanju informacijske/kibernetske varnosti pomembna tudi uporaba priporočil in dobrih praks, ki jih prinašajo standardi in smernice. Upravljanje informacijske varnosti je v distribucijskem operaterju in distribucijskih podjetjih vodeno ob upoštevanju priporočil standarda ISO 27001 in ISO 27002. Preučili bomo tudi ostale ključne standarde na področju energetskega sektorja in sicer ISO 27002/27019 (ISO/IEC 27019:2017 Information technology – Security techniques – Information security controls for the energy utility industry I) za področje upravljanja in politik, IEC 62443 (industrial cybersecurity standards) za obratovanje in tehnične vidike ter IEC 62351 za pametna omrežja (Cyber Security Series for the Smart Grid). Spremljali bomo tudi certifikacijske sheme ENISE

(Agencija Evropske unije za kibernetično varnost) in ostale prihajajoče evropske zakonodaje (predvsem NIS2 in omrežnega kodeksa). Posebno pozornost bomo namenili tudi varnosti dobavnih verig in ukrepom na področju obvladovanja tveganj z vidika kibernetične varnosti. Preučili bomo tudi prihajajoči akt o kibernetični odpornosti, ki določa harmonizirana pravila o kibernetični varnosti za dajanje na trg izdelkov z digitalnimi elementi v Evropski uniji in njegov pomen za poslovanje distribucijskih podjetij.

4.3.6 Razvoj storitev za uporabnike distribucijskega sistema

Enotna vstopna točka nacionalnega podatkovnega vozlišča

V letu 2019 je bila uvedena aplikacija Moj elektro, enotna točka za dostop do merilnih podatkov uporabnika sistema. Slednja omogoča vpogled v zgodovino merilnih podatkov v različnih obdobjih. Osnovni namen storitev za uporabnike distribucijskega sistema je spodbuda k optimalnejši izrabi energije in omrežja z vpogledom v lastno porabo. V prihodnje bo potrebno poleg vpogleda odjemalca zagotoviti sodelovanje pri oblikovanju dnevnega diagrama, ki bo v pomoč distribucijskem omrežju in proizvodnji za večji izkoristek razpoložljive proizvodne moči in posledično energije.

Poenotenje storitev na celotnem distribucijskem območju

Trenutno največji interesi za sodelovanje prihajajo prav iz stran trga, kjer je fleksibilnost velikega pomena za izravnavo cen na drugi strani pa iz strani systemskega operaterja prenosnega omrežja, ki ima trg systemskih storitev že vpeljan in išče razpoložljivo moč za izravnavo moči.

V prihodnje lahko pričakujemo uvedbo trga systemskih storitev pri distribuciji vendar je zaradi prostorske, energetske in ekonomske narave podpore distribucijskemu omrežju ta bistveno bolj problematična za uvedbo kot je ta pri prej omenjenih operaterjih in zahteva bistveno bolj kompleksno informacijsko arhitekturo povezano z energetskimi omejitvami omrežja in prostorskimi značilnostmi infrastrukture.

Ko bo vrednotenje fleksibilnosti za distribucijski sistem postavljeno se lahko nadejamo uvedbo razvoja storitev na distribucijskem omrežju, ki pa bodo imele lokalni značaj, vezan na topološke lastnosti omrežja in omrežni izračun v okviru obratovalnih omejitev.

Pomembnejšo vlogo bodo storitve igrale tam, kjer je omrežje na meji obratovalnih zmognosti in bi s storitvami pridobili ustrezno fleksibilnost in zakasnitev investicij.

Predvideno je poenotenje storitev na celotnem distribucijskem območju.

Celovitost in zanesljivost podatkov na vseh napetostnih nivojih je ključnega pomena za uvedbo tovrstnih funkcionalnosti, saj parcialno funkcionalnosti fleksibilnosti ni možno uvesti.

Tu se postavlja veliko vprašanj o lokaciji servisov za odjemalce, obliki in načinu za opravljanje finančnih transakcij.

Realno-časovni servisi, npr. virtualne elektrarne za zagotavljanje systemskih storitev, ki vključujejo proizvodnjo in porabo morajo biti vpeljani tesno z realnočasovnim sistemom, ki skrbi za varnost obratovanja in vzpostavlja ekonomsko vrednotenje energetskih transakcij na osnovi alternativnega razvoja distribucijskega omrežja, ki postaja osnova za vrednotenje fleksibilnosti.

Za razliko od energetskega lokalnega trga (energetskih skupnosti) je trg lokalnih systemskih storitev prožnosti v aktivnem omrežju bistveno bolj kompleksen, saj zahteva realno časovni izračun stanja v omrežju, poznavanje omejitev omrežja z lokalnimi značilnostmi.

Le na tak način lahko ugotovimo ali je prožnost sploh potrebno aktivirati. Drug način za doseganje istih ciljev je z dan naprej kalkulacijo potreb na osnovi napovedi.

4.3.7 Povečanje spoznavnosti omrežja in storitve prožnosti

Povečanje spoznavnosti omrežja

Spoznavnost je možnost identifikacije sistemskih spremenljivk napetosti in pretokov moči v omrežju. Izračun slednjih je predpogoj za obratovalno, načrtovalsko analitiko, uvedbo trga prožnosti in ostale funkcionalnosti vodenja omrežja, ki imajo za osnovo prilagajanje sistemskim omejitvam omrežja. Gre pravzaprav za prvi korak razvoja aktivnih omrežji, ki temeljijo na fleksibilnost sistemskih parametrov in izkoriščanju prožnosti. Cilj povečanja spoznavnosti v kontekstu razvoja naprednih omrežji je pridobiti sistemske spremenljivke v vseh točkah distribucijskega omrežja v realnem času. Slednje se selijo iz SN na NN, za nadzor bo potrebno ekonomsko učinkovito nadgraditi meritve, sisteme vodenja in IT sisteme [25]. Poudarek mora biti na ekonomiki, saj slednja ovira razvoj in določa mejne vrednosti vlaganja v ta napetostni nivo. EP je na tem področju v okviru projektov SUNSEED in drugih že spoznala okvire, ki bodo potrebne za digitizacijo ustreznega obsega podatkov, ključnega pomena pa bo digitalizacija z integracijo in ustreznim vodenjem delovnih procesov.

Iz stališča spremembe dinamike je posebej pomembno spremljanje stanja za oceno potrebnega razvoja omrežja npr. nasičenja napetostnega profila zaradi priključevanja razpršenih virov. Tudi na tem področju smo v EP že začeli izvajati testne analize podatkovnih skladov na osnovi podatkovne analitike, vendar v celovito vpeljavo zaradi neustreznih virov podatkov sistem ni prešel.

Osnovna gradnika spoznavnosti sta tako:

- Meritve v distribucijskem omrežju;
- Simulacija stanj s spremljanjem obratovalnih omejitev, za katero potrebujemo natančni in validiran model omrežja, kjer so vse spremenljivke urejene v obliki grafa omrežja;

To v določenem obsegu izvajamo že sedaj, saj model omrežja na osnovi katerega se sestavlja razvojni načrt temelji prav na teh meritvah. Izračun stanj se trenutno izvaja le nekajkrat letno glede na spremembo koničnih stanj. Pri tem nam služijo kot psevdomeritev meritve energij in instalirane moči odjema.

Povečanje spoznavnosti pa gre v smeri prepoznavne obratovalnih stanj v realnem času v vseh točkah v sistemu, kar daje bistveno večji vpogled v dejansko dogajanje v omrežju in optimizacijo posameznih obratovalnih stanj.

Trenutno ugotavljamo, da za celovito spoznavnost na NN omrežju potrebujemo tudi moči po fazah vsaj tam, kjer prihaja do velikih asimetrij v distribucijskem omrežju.

Trenutno je najslabša spoznavnost prav v nizkonapetostnem omrežju, ki bo ob pričakovanih spremembah odjema in proizvodnje v distribucijskem omrežju najbolj problematična, še posebej ob velikih penetracijah razpršenih virov.

Meritve v distribucijskem omrežju delimo na:

- Obratovalne meritve P,Q,U,I (SNO) ;
- Meritve naprednega merilnega sistema (AMI) – P (3 fazno, U – omejeno);
- Meritve PMU.

Slabost trenutnega sistema AMI je predvsem PLC komunikacijska povezava, ki ne omogoča uporabe sistema v realnem času.

Z uvedbo novih paradig »robnega procesiranja« zaključevanja regulacijske zanke na nivoju TP se bo spoznavnost in vodljivost NN omrežji bistveno povečala, hkrati pa se bo pocenila komunikacija vodenja.

Osnovne zahteve za merilno opremo, ki omogoča povečanje spoznavnosti, so zlasti:

- meritve povprečnih vrednosti veličin (napetosti, moči, cosfi...) v 15-minutnih časovnih intervalih,
- možnost dostopa do meritev povprečnih vrednosti veličin (napetosti, moči...) z višjo časovno ločljivostjo (npr. 10 sekund),
- daljinsko odčitavanje podatkov v (skoraj) realnem času,
- zakasnitev (latenca) pod 1 sekundo,
- lokalno hranjenje 15-minutnih meritev,
- daljinsko upravljanje merilnika (preizkus, parametriranje, diagnostika in nadgradnja programske opreme).

Zadostnost meritev v sistemu določa ocenjevalnik stanja, ki mora biti sposoben izračuna sistemskih spremenljivk v vseh delih omrežja. Povečana natančnost je pomembna še posebej tam, kjer je omrežje na obratovalnih mejah.

Za povečanje spoznavnosti so zato pomembni še:

- **Digitalizirani in validirani podatki o omrežju (topologija, nazivni podatki elementov omrežja, nastavitve odcepov transformatorjev...), poenotenje različnih baz podatkov in uporaba standardiziranih formatov zapisa.**
- Podatki o topologiji omrežja, ki morajo biti na voljo v realnem času.
- Standardizirana izmenjava podatkov med operaterji distribucijskih omrežij in operaterjem prenosnega omrežja ter z drugimi udeleženci trga z električno energijo.
- Metodologija za določanje optimalne lokacije merilnikov, ki omogoča ustrezno spoznavnost omrežja z minimalnim številom merilnikov.

Spoznavnost omrežja igra veliko vlogo tudi pri natančnejši izdaji soglasji za priključitev. Le z ustrezno prepoznavo dejanskih stanj v omrežju bo namreč možno izračunati preostalo moč v omrežju za nove vključitve. Slednje bo še posebej pomembno ob porastu obstoječih obremenitev v trenutno priključenih merilnih mestih. Potrebno bo uvesti t.i. izračun zmožnosti vozlišč eng. »Hosting capacity« za prevzem dodatnih moči, kar je še posebej pomembno pri vključevanju razpršenih virov predvsem pa **izračunu preostale moči v omrežju**.

V splošno je v svetu tendenca, da so za povečanje spoznavnosti potrebne nove, posodobljene merive v okviru micro PMU sistemov, nadzora izvodov NN omrežja, predvsem po prehodu na aktivno vodenje omrežja oz. odjema (npr. polnilnic za e-vozila, BESS in drugih večjih predvidenih virov) [25] .

Povečanje vodljivosti omrežja

Večji nadzor nad elementi omrežja omogoča njihovo usklajeno delovanje, kar omogoča boljšo izrabo infrastrukture in s tem tehnično ter ekonomsko optimalno obratovanje omrežja. V splošnem večja vodljivost doprinese zmožnost nadzora nad pretoki moči, kar omogoča nižanje konične obremenitve, vzdrževanje napetosti znotraj predpisanih mej in zmanjševanje izgub v omrežju [25] .

Pri vodljivosti je potrebno to razdeliti na:

- Uporaba obratovalnih prijemov (regulacijski TP, vzdolžna regulacija napetosti eng. »line voltage regulator«, optimizacija strukture omrežja, baterijski hranilniki »BESS« ..)
- Uporaba regulacije jalove in delovne moči (proizvodnja, odjem) bodisi preko direktne povezave z odjemom ali preko agregatorjev.
- Uporaba funkcij DERMS (ADMS) za učinkovito vodenje rezervnih stanj v omrežju;

Za vodljivost omrežja je potrebna ustrezna spoznavnost omrežja, ki omogoči vodenje. Vodenje se vedno izvaja v okviru celostne regulacije sistema. Na nivoju TP pričakujemo, da bo regulacija

zaključena preko IT sistema lokalnega računalnika, na nivoju RTP oz SN omrežja pa bo to vlogo moral prevzeti ADMS oz. drug sistem.

Ob visokem deležu razpršenih virov v omrežju so neustrezni napetostni nivoju navadno ena izmed prvih težav, ki se pojavi.

Ko govorimo o vodljivosti moramo pri tem upoštevati tudi regulacijo odjema, ki je predvidena na nivoju prožnosti. Slednja bo omogočala dodaten vpliv na odjem odjemalcev. S konceptom robnega procesiranja »edge computing« se bo slednji lahko prenesel na nivo transformatorske postaje [25].

Povečan delež vodljivih bremen pri odjemalcih bo omogočil povečanje vodljivosti sistema, predvsem tisti del, ki se neposredno navezuje na distribucijsko omrežje in povečanje prožnosti odjema. Razvoj neposredno vodljivih bremen v okviru sistemskih omejitev bo omogočil razmah uporabe prožnosti in povečanje zanesljivosti omrežja. Ključ na tem področju je razvoj IoT in standardizacija protokolov. Razvoj le-teh za polnilnice za EV in toplotne črpalke je relativno visoka, pričakujemo pa jo lahko tudi širše v okviru IoT paradigme in oblčnih storitev.

S koordinirano regulacijo elementov omrežja in priključenih virov je mogoče povečati delež razpršenih virov z manjšimi investicijami v primarno infrastrukturo omrežja v kolikor ne presegamo obratovalnih omejitev posameznih elementov distribucijskega sistema. Koordinacija pomeni uporabo napovedovanja, avtomatskih algoritmov vodenja in povečano stopnjo spoznavnosti v omrežju. Investicija v takšno strukturo je smiselna predvsem tam, kjer omrežja drugače ni možno ojačiti.

V prvem obdobju bo Elektro Primorska vlagala v razvoj podatkovnega modela in orodji za fleksibilno integracijo podatkovnih skladov, dalje pa bo potrebno preko razvojnih projektov preiti v izvršno fazo.

Na tem področju bo potrebno razširiti protokole, načine integracij naprav na osnovi IoT protokolov in zagotoviti integracijo tako s SCADA sistemi kot lokalnimi nadzornimi sistemi za vodenje prožnosti.

Zagotovitev pogojev za vzpostavitev trga prožnosti

Trg prožnosti bo lahko zaživel samo, če bo z njegovim delovanjem pridobil tako uporabnik omrežja oziroma ponudnik storitve prožnosti, upravitelj distribucijskega, prenosnega omrežja in trg z električno energijo.

Temelj za vzpostavitev trga prožnosti je izvedba integracijske platforme na osnovi katere bomo zagotovili ustrezno komunikacijo s trgom prožnosti, ko bo ta v Sloveniji vzpostavljen.

Ključna naloga distributerja bo podajati signale trgu o možnosti aktivacije prožnosti pri aktivnih odjemalcih na osnovi preostale moči v omrežju in izkoriščati prožnost na trgu za znižanje potrebe po investicijah v omrežje na osnovi tržne in omrežne prožnosti.

Za preverjanje možnosti proženja sodelujemo na projektu OPENTUNITY in STREAM. Predvidevamo, da bomo na osnovi teh izkušenj določili ustrezne pogoje in obseg potrebnih investicij v informacijsko infrastrukturo potrebno za sodelovanje na trgu, hkrati pa prispevali k poenotenju komunikacijskih poti med akterji trga. Jasno je, da brez ustrezne digitalizacije in informacijske infrastrukture za aktivno preverjanje omrežja ne bo šlo. Za vpogled v stanje omrežja bodo potrebne ustrezni aktivni sistemi / aplikacije za omrežni izračun stanj v omrežju. Gre za kompleksne realno časovne analize stanj, ki zahtevajo obsežne strežniške obdelave podatkov.

Zakonske osnove za vpeljavo prožnosti v distribucijskem omrežju so določene v 75. členu ZOEE.

Cilj je doseči v sistemu:

- Čim višjo nastavljivo moč, ki jo lahko dosežemo v kateremkolu času v sistemu;
- Skupno energijo, ki jo lahko uravnavamo skozi leto.

Ključno je torej, da se za potrebe krmiljenja porabe in proizvodnje jasno definirajo vloge akterjev, ki omogočajo aktivnega uporabnika omrežja. To so:

- dobavitelji,
- agregatorji,
- odgovorne bilančne skupine,
- odgovorni za merilne podatke,
- organizatorji trga.

Pri tem je nujno izkoristiti vse potencialne, ki jih digitalizacija in avtomatizacija ponujata. Zagotoviti je potrebno:

- **observabilnost lokalno kontrolabilnost distribucijskega omrežja,**
- učinkovito izmenjavo podatkov na bazi realnega časa, ki bo omogočala akterjem napovedi obratovanja in zmanjševanje bilančnih odstopanj – uvedba parcialnih spletnih servisov,
- zagotoviti nabor storitev iz naslova razpoložljivost podatkov za potrebe razvoja trga, ki bodo v proces krmiljenja porabe in proizvodnje kot tudi izrabe potenciala aktivnih uporabnikov, lahko vključevali novi tržni udeleženci,
- zagotoviti dinamično in agilno prilagajanje signalom s trga.

Za distributerja to pomeni:

- Izvajanje realno časovnih izračunov stanja v sistemu in posredovanje mej ponudnikom fleksibilnosti na osnovi spletnih servisov za posamezno točko proženja fleksibilnosti;
- Podrobno poznavanje omejitev sistema (popis omrežja);
- Sistem za vrednotenje prožnosti na osnovi recipročnosti klasičnih ojačitev sistema;
- Izdelavo specifikacij za izdelavo storitev (obseg zanesljivost, čas proženja, cena fleksibilnosti);
- Določitvijo protokolov za komunikacijo s trgom in deležniki (signali o zmožnosti proženja fleksibilnosti);
- Sistemom za komunikacijo z odjemalci oz. vpogledom v stanje.

Pri tem se teži k vpeljavi naslednjih ciljev, ki jih izpostavljajo študije [21] :

- DERMS sistem, ki bo omogočil vodenje moči razpršenih virov. V tem kontekstu so zanimivi predvsem primeri, ko je tovrstno vodenje v distribucijskem omrežju zaradi zagotavljanja ustreznih moči v rezervnih obratovalnih stanjih.
- Vključevanje deležnikov virtualnih elektrarn, ki delujejo na meddnevem trgu in imajo velik učinek na sistem, predvsem na sistemske storitve prenosnega omrežja. Vloga distributerja bo predvsem postavitev omrežnih omejitev.
- Vključevanje energijskih skupnosti in vodenje energetske preskrbe stavb eng. BEMS.
- Vodenje toplotnih črpalk v gospodinjstvih;
- Pametno vodenje polnilnih postaj za e-vozila;
- Vodenje sistema vozil z oddajo električne energije v omrežje V2G.

Storitev prožnosti in uporaba prilagajanja odjema na distribucijskem omrežju v Sloveniji

Vzpostavitev trga s prožnostjo v distribucijskem sistemu zahteva celovit prehod in komunikacijo med deležniki, ki ne zavzema zgolj distribucijskega omrežja [16] [17] [25] .

Iz stališča sistema in vodenja ni popolnoma jasno

Ključni elementi prožnosti so :

- Proizvodnja;
- Hranilniki;
- Odjem.

Ključni parametri prožnosti so:

- količina moči, ki jo je mogoče spreminjati (modulacijska moč),
- čas trajanja,
- hitrost spremembe,
- odzivni čas,
- lokacija (vozlišče v prenosnem ali distribucijskem sistemu),
- čas dobave,
- časovna razpoložljivost (je npr. omejena za električna vozila s časom, ko so priključena na polnilnico),
- predvidljivost in vodljivost (npr. odzivnost in količina energije prožnosti aktivnega odjema za razliko od konvencionalnih virov prožnosti ni popolnoma vodena s strani uporabnikov storitev prožnosti in je hkrati pogojena s trenutnimi zahtevami po udobju aktivnih odjemalcev),
- namen - izravnava sistema ali upravljanje z omejitvami v prenosnem in distribucijskem omrežju.

Poznamo več storitev prožnosti, ki se med sabo razlikujejo po časovnih okvirjih. Tako imamo:

- Prožnost v delčku sekunde: stavbilnost sistema, napetost in podpora frekvenci;
- Prožnost v minutah ali urah: termične obremenitve v sistemu in vodenje proizvodnje;
- Prožnost v okviru mesecov in let: sezonska zadostnost in nove investicije v sistem.

Ključna vloga, ki jo bo igral distribucijski sistem bo predvsem v postavljanju okvirjev za varno proženje prožnosti v okviru sistemskih spremenljivk in obratovalnih mej sistema. Tu brez avtomatizacije izračuna sistemskih spremenljivk in avtomatizacije prijemov ne bo šlo, saj je potrebno sistem preveriti v vseh obratovalnih stanjih v času, tudi rezervnih obratovalnih stanjih, kjer bo prožnost odjema igrala posebno vlogo.

Za distributerje so zanimivi predvsem produkti v okviru minutnih in urnih časovnih okvirov in sezonski (dolgoročni), kjer se odjemalec zaveže k fleksibilnosti za več časa. Pri tem je potrebno upoštevati zanesljivost teh produktov, ki morajo biti zavezujoča, iz stališča varnosti sistema pa bi bilo dobro, da bi bili ti produkti tudi sistemsko vezani v obratovalno shemo.

Na tej osnovi se lahko vzpostavi trg sistemskih storitev distribucijskega sistema. V procesu vrednotenja prožnosti je potrebno vzpostaviti variantno alternativno rešitev v okviru klasičnega razvoja, na osnovi katere se lahko lokalno prožnost vrednoti.

Vpeljava prožnosti na trgu prožnosti postavlja distribucijski sistem pred nove izzive predvsem v kontekstu povečanja spoznavnosti omrežja, novih evidenc (predvsem iz stališča modeliranja omrežja kot tudi pred IT izzive pri izračunavanju sistemskih omejitev. Slednji bo problematičen še posebej v primeru, če posežemo na NN nivo, kjer je obseg podatkov večji. Slednjega moramo časovno vpeljati

pred obsežnim vključevanjem e-mobilnosti, saj bo prav v tem kontekstu prožnost najbolj potrebna za izravnavo pretokov moči v času.

Zaradi obsega, ki bi ga lahko tovrstni sistem imel na zmožnosti izračunov bo potrebno poseči po novih konceptih obvladovanja IKT. Predvidevamo, da bo potrebno vzpostaviti HPC sisteme, razviti prilagojeno programsko opremo za preračune in druge rešitve zato bo to problematično predvsem iz kadrovskega stališča, saj tovrstnih rešitev na trgu ni oz. ti sistemi še niso prilagojeni za tovrstno uporabo, prav tako je poznavanje notranjih podatkovnih skladov in njihovih omejitev ključno za učinkovito vpeljavo tovrstnih sistemov.

Z uvedbo tovrstnih sistemov bomo lahko določili parametre prožnosti, ki so bili predstavljeni. Gre za časovno optimizacijo in razporejanje razpoložljivih produktov prožnosti v času, kar zahteva poleg izračuna bodočih stanj sistema v vseh časovnih okvirjih tudi optimizacijo in določanje parametrov in obsega glede na vozlišča (lokacijo) v omrežju, ki optimizirajo delovanje.

Ker igra jalova moč v distribucijskem SN omrežju pa tudi na nekaterih NN omrežjih veliko vlogo, pričakujemo med sistemskimi storitvami prilagajanja odjema tudi regulacijo jalove moči na osnovi sistemskih parametrov, saj moramo te upoštevati pri celostni regulaciji napetosti na distribucijskem sistemu.

Slednje bo skupaj z ustreznim povezovanjem deležnikov trga ključni element vzpostavitve tovrstnega koncepta.

V naslednjem obdobju razvojnega načrta bo potrebno zagotoviti:

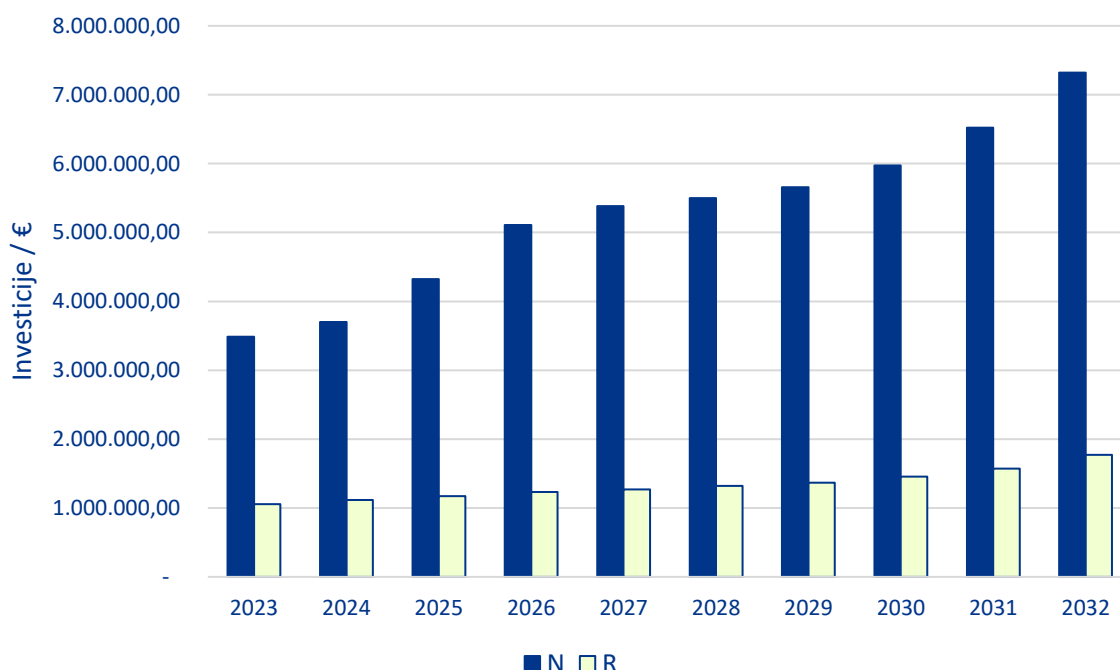
- sistem za realno časovni izračun sistemskih spremenljivk in napovedovanje bodočega stanja v vseh predvidenih obratovalnih stanjih;
- sistemi za povečanje vodljivosti sistemov EMS;
- sistem za vrednotenje prožnosti (vrednosti posameznega proženja za distributerja) – aktivna razvojna platforma;
- spletne servise za povezovanje s trgom prožnosti;
- sodelovati pri razvoju protokolov izmenjave podatkov za delovanje trga;
- vzpostaviti sistem za vrednotenje učinkov prožnosti glede na pretekla proženja.

4.4 Razvoj omrežja zaradi vključevanja razpršenih virov

NEPN za leto 2030 napoveduje 1650 MW inštaliranih sončnih elektrarn v Sloveniji.

Skupna priključna moč novih virov v omrežje bo po napovedi v letu 2032 znašala 365,3 MW, kjer bo skupno v omrežje vključeno 18147 razpršenih virov (pogl. 2.4) .

Investicije potrebne za vključevanje razpršenih virov ocenjujemo na 87.359.244 mio € v 10 letnem odboju. Ta vsota bo odvisna od razporeditve razpršenih virov omrežje, lokacij, kjer se bodo razpršeni viri vključevali v omrežje, izrabo omrežne prožnosti in drugih parametrov. Npr. izkoriščanje analitike za ureditev napetostnih profilov v distribucijskem omrežju od katerih je odvisen preostali napetostni prostor za vključevanje virov. Slednja ni vključena v zgornjo vsoto.



Slika 89) Vlaganje v ojačitve omrežja zaradi razpršenih virov.

Omejitve distribucijskega sistema so tako v SN kot v NN omrežju večinoma napetostne, le v redkih primerih v neposredni bližini transformatorskih postaj prihaja do prekoračitev prenosnih zmogljivosti vodov ali transformacije.

V praksi se soočamo s superpozicijo napetosti na SN in NN nivoju. Skupno napetost pri odjemalcu ne sme doseči 1.1 p.u. oz +10%, kar je glede na našo nazivno napetosti 252 V. V primeru prekoračitve napetosti lahko prihaja do izklopov razsmerniških naprav SE in drugih naprav, ki imajo napetostne omejitve in zaščite, tako, da pri odjemalcih praktično ne pride do škode. Lahko pa se zgodi, da se zaradi priključevanja virov na SN izklaplja velik delež virov na NN nivoju ali obratno. Zato je ključnega pomena, da se ta napetostna nivoja obravnavata celostno v okviru prej predstavljene meje 1.1 p.u. in individualne obravnave vsakega primera z upoštevanjem celostnim napetostnim profilom izvoda. V primeru nižjih padcev napetosti v omrežju lahko posežemo tudi k simetriranju napetostnega profila. S tem sicer odstopamo od splošnih razvojnih praks v Sloveniji.

Transformacijo SN/NN je potrebno ojačiti bodisi v primeru agregirane skupne moči na TP, ki lahko presega instalirano moč transformatorja ali pa zaradi bodočih izgradenj regulacijskih transformatorskih postaj, ki bodo pomagale pri reševanju napetostnih razmer v omrežju. V drugem delu razvojnega

načrta t.j. od 2028 – 2032 pričakujemo, da se bo cena transformatorjev takšnega tipa pocenila. Potrebne pa bodo tudi regulacijske napetostne naprave napetosti vzdolž izvodov NN omrežja. Eng. LVR »Line Voltage Regulator«, ki olajšajo vmeščanje novih virov z vzdolžno regulacijo napetosti. Za vse te primere je potrebno izvesti analizo kvazi statičnega izračuna pretokov moči v omrežju. EP računa, da se bo v naslednjih letih tovrstna analitika uvedla, omogočila pa bo lažjo prepoznavo potencialnih omrežji, kjer bo tovrstne rešitve možno implementirati.

Rekonstrukcije NN omrežja so predvidene predvsem v kontekstu povečave presekov vodnikov na obstoječih izvodih. Nekateri izvodi so še vedno grajeni s presekom 35 mm^2 , kar povzroča v omrežju višje padce napetosti, še posebej ob vključitvah na konce izvodov.

Ker običajno na NN izvodu nimamo dovolj odjemalcev, da bi v vseh trenutkih v posameznem letu prihajalo do odjema celotne moči lahko zaključimo, da bo gotovo prihajalo do oddaje moči iz NNO v SNO v času visoke proizvodnje SE, saj je po osnovnih analizah prekrivanje maksimalne proizvodnje in minimalne porabe zelo nizko pri gospodinjstvih odjemalcih (dopusti, čas ko so ljudje v službi etc.). Povečanje minimalne porabe v času visoke proizvodnje in drugi fleksibilnostni ukrepi bodo nujni za izkoriščanje moči proizvodnje.

Vključitve v SNO so lahko v nekaterih primerih cenejše kot vključitev na NNO. Izjeme so vključitve globoko v distribucijsko omrežje stran od RTP. Če so vključitve izvedene ob industrijskih conah in drugih lokacijah, kjer je infrastruktura razpoložljiva so ojačitve ali uporaba drugih aktivnih metod ni potrebna.

Analitika vozliščne zmogljivosti je pogoj, da lahko tovrstne ojačitve bolje ocenimo oz. hitreje prepoznamo preostalo zmogljivost omrežja.

Uporaba prožnosti elektrarn bo do določene mere olajšala priključevanje, saj pričakujemo, da se bo poraba vsaj delno prilagajala lokalni proizvodnji virov in obratno. S tem bomo dosegli višji delež vključitve razpršenih virov v omrežje brez nujno klasične ojačitve. Za oceno smiselnosti prožnosti pa bodo potrebni ustrezni sistemi. Iz stališča prožnosti vidimo prednosti tudi v možnosti dodatnega izkoriščanja napetostnega prostora kjer je to možno. Za slednje je nujno potrebna ustrezna analitika, s katero bomo lahko preverjali mejne vrednosti.

Ključni prihranek pri vlaganju v distribucijska omrežja pa iz stališča prožnosti pomeni prilagajanje porabe v času N-1 izpadov, ko stanja zgolj po rezervni povezavi ni mogoče zagotoviti. Slednjo zagotavlja sistem DERMS (ki ga nadzoruje sistem prožnosti), s katerim lahko vire v času rezervnih obratovalnih stanj izključimo iz omrežja.

Pri vključevanju VE v distribucijsko omrežje je problem predvsem v tem, da so priključne moči posamezne enote VE tako velike 2-4 MW, da jih ni možno brez večjih ojačitev vključiti v distribucijsko omrežje, v nekaterih primerih pa to tudi ekonomsko ni smiselno saj bi povzročale zaradi premajhne porabe previsoke izgube in dvige napetosti. Dejstvo je, da je na večini vetrnih lokacij, kjer so investitorji iskali soglasje za priključitev šibko podeželsko omrežje. Posledično je dilema končnega obsega pri vključitvi glede na negotovost bodočih priključitev vedno prisotna, saj moč hitro preseže prag, kjer je elektrarne ekonomsko in tehnično še smiselno priključiti v 20 kV omrežje.

Tudi ojačitev s kabelskim omrežjem velikokrat ne reši problema vključitve, zaradi prevelike moči in oddaljenosti. V primerih, ko oddaljenosti še dovoljujejo in so investicije skladne z razvojnimi načrti in lokalnim odjemom jih vključujemo v distribucijsko omrežje. Takšen primer je ojačitev omrežja v smeri proti Razdrtem.

Predvidevamo, da bo zato večji delež vključen v omrežje ELES na 110 kV napetostni nivo v obliki večjih vetrnih polj, saj to običajno narekuje že ekonomika investicij priključnih vodov, ki jih posamezno vetrno polje vključeno v distribucijsko omrežje ne prenese. Šele povezava interesov več investitorjev in izgradnja namenske RTP omogoča enostavno vključitev potenciala v elektroenergetski sistem, kot je to praksa v tujini.

Iz predvidenih moči po NEPN in pretekle delitve izdelanih soglasji predvidevamo, da se bo v distribucijsko omrežje vključilo 80 MW novih vetrnih elektrarn večinoma na področju Krasa (DE Sežana), manjši delež pa na področju DE Gorica (Kanal). Zadnji primer je na področju ČE Avče, kjer sta se pojavila dva investitorja.

Trenutno je največje povpraševanje na področju Postojne, kjer je večja koncentracija prdvidena predsem v okolici že zgrajene VE Razdrto, kjer v okviru razvoja predvidevamo rekonstrukcijo RP Razdrto in izgradnjo dvojne kabelske povezave med Postojno in Razdrtim kot enega razlogov za ojačitev.

Veliko je povpraševanja, izdelane pa so bile številne študije in krajše analize o možnosti vključitve, ki pa kljub izdaji soglasja niso prišle v fazo realizacije. Trenutna realizacija izdanih SZP glede na pretekla leta je za VE okoli 2%.

Dolgoročno pričakujemo, da se bo z uvedbo fleksibilnosti vpliv virov na omrežje nekoliko omililo (DERMS) [21], vendar bodo investicije za ojačitev omrežja kljub uporabi le-te igrale pomembno vlogo saj v veliko primerih tudi z upoštevanjem rezervnih obratovlanih stanj omrežje ni zadostno za vključitev novih virov.

4.5 Razvoj omrežja zaradi polnilnic za električna vozila in toplotnih črpalk

Toplotne črpalke in polnilnice za EV pomenijo skočno spremembo odjema, ki vpliva predvsem na kakovost napetosti v nizkonapetostnem omrežju in vpliva na splošne poraste odjema moči v sredjenapetostnem omrežju.

Prav hitrost spremembe moči in naključnost pojavitve v omrežju postavlja razvoj pred nove izzive. Vključitev ne nujno pomeni spremembe priključne moči pri odjemalcu, kar postavlja distributerje pred nove izzive.

Ključnega pomena za prihodnost bo najprej sposobnost prepoznavne spremembe stanja v omrežju in v drugem koraku sposobnost in dinamični odgovor z investicijami ali obratovalnimi prijemi na nastale razmere tako, da bodo rešitve povzročile čim manjši dolgoročni strošek ojačitve omrežja.

Ker gre za lokalno problematiko vključitev večjih bremen bo zelo pomembna predvsem podrobna podatkovna energetska analitika, s katero bomo prepoznali skočne spremembe in nanje odgovorili s fleksibilnostjo ali z ojačitvijo. Izbira ustrezne rešitve bo odvisna od številnih faktorjev, prostorskih rešitev, izhodiščne elektrifikacije odjemalcev, obratovalne zadostnosti omrežja.

Skočne spremembe obremenitev v omrežju bo potrebno klasificirati iz časovnih serij odjema naprednega merilnega sistema, ki nam bo omogočil vpogled v dejansko stanje. Odjem bo potrebno klasificirati po nivojih elektrifikacije, saj v nasprotnem primeru ne bo možno načrtovati omrežja. Zato je zgodovina odjema ključnega pomena za obvladovanje razvoja v prihodnje.

Optimizacija načrtovanja in razvoja za vključevanje večjega odjema, ki jih predstavljajo polnilnice za električna vozila bo tako v prihodnje odvisna predvsem od uvedbe ustrezne spoznavnosti omrežja, obvladovanja velike količine podatkov za prepoznavo stopnje elektrifikacije, zmožnosti regulacije odjema oz. izkoriščanja prožnosti odjema, ki je pri polnilnicah in toplotnih črpalkah lahko zelo velika.

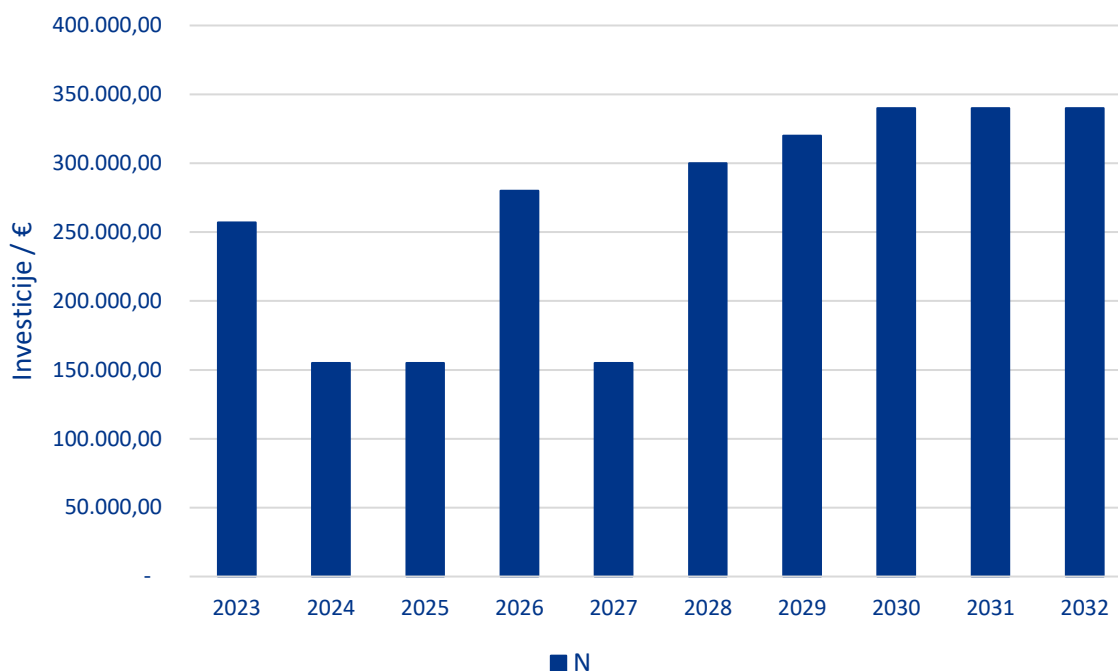
4.5.1 Polnilnice za električna vozila, e-mobilnost

Število električnih avtomobilov v letu 2030 predvideva »Študija o potrebnih dodatnih ukrepih za povečanje deleža vozil na alternativna goriva v Sloveniji in predlog Strategije razvoja na področju alternativnih goriv« kot del NEPN. Predvideva se 200.000 električnih vozil. Ker je 824.618 gospodinjstev je ocena električnih avtomobilov na EP okoli 34.000 vozil ali 30% vseh gospodinjstev.

Delež električnih vozil v celotni floti v letu 2030 znaša 16 % in v letu 2040 že kar 63 % (scenarija DUA in NEPN).

Pri razvoju omrežja zaradi e-mobilnosti moramo upoštevati tako presečišča prometnih tokov z infrastrukturo in iskati kje se ti dve infrasturi prekrivata.

Predvidevamo, da bo na distribucijski sistem e-mobilnost vplivala predvsem v drugem delu razvojnega načrta, ko bodo sistemske obremenitve postale previsoke.



Slika 90) Investicije za vključevanje novih polnilnic za električna vozila na področju EP.

Med rekonstrukcije štejemo predvsem zamenjavo NN odsekov, ki bodo zaradi preobremenitve postali prešibki oz. bo z njihovo zamenjavo možno simetrirati napetostni profil.

Analično pri določanju obsega potrebnih investicij v NN omrežje izhajamo iz študije

Število gospodinjstev se uporablja kot utež za določitev števila EV v določenem TP. Največji vpliv na razvoj omrežja bo na povečanje obremenitev v nizkonapetostnem podeželskem omrežju, saj lahko prav pri gospodinskih odjemalcih pričakujemo bistveno povečanje obremenitev. Prav tako lahko pričakujemo večje obremenitve na podeželskih SN vodih.

E-mobilnost lahko močno spremeni razvojna izhodišča. Polnilnice za električna vozila imajo lahko zelo visoke priključne moči (do 300 kW) in spremenijo prostorsko razporeditev in velikost odjema v prostoru. Posledično, obstoječi vodi ob povečanju elektromobilnosti ne bodo več zadostovali trenutnemu koničnemu odjemu.

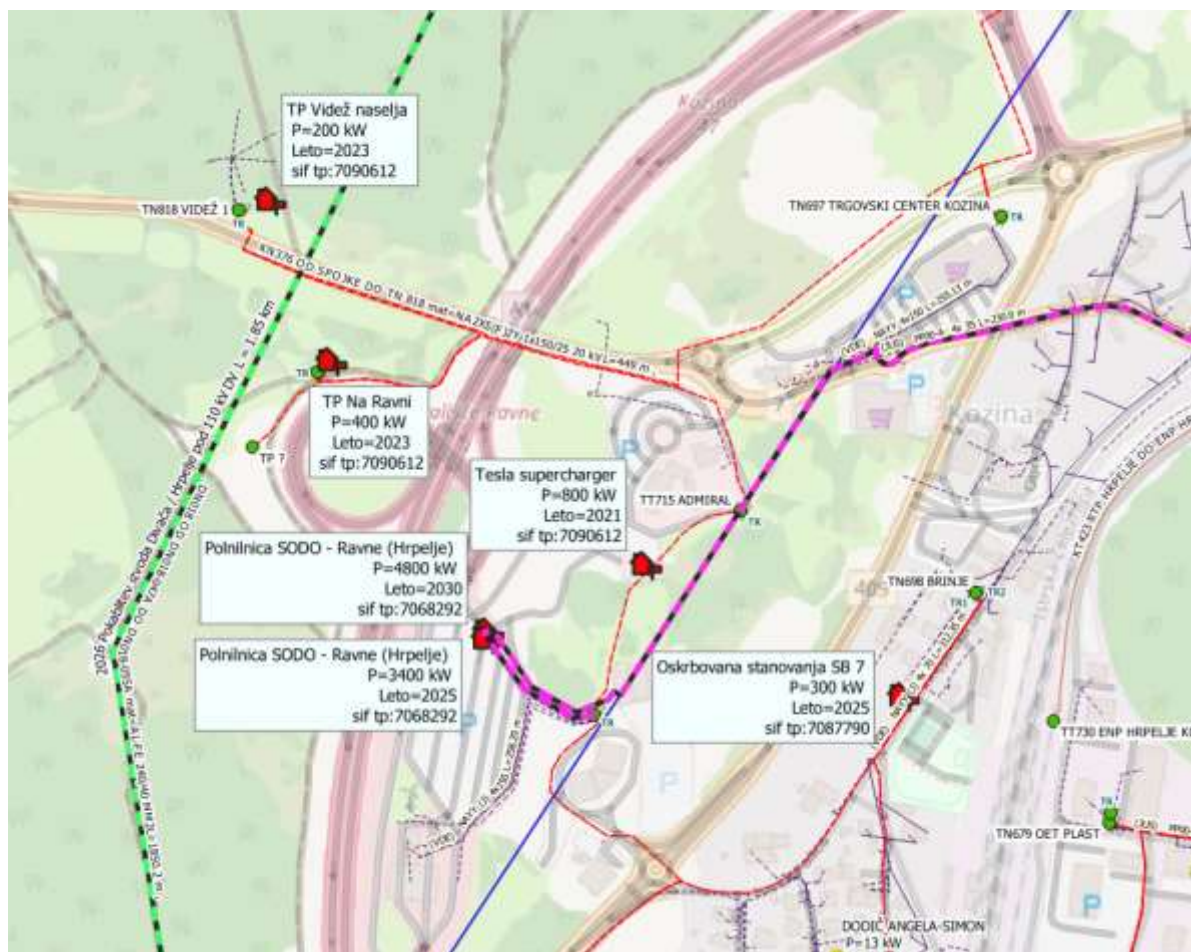
Ključni razvojni problem, je identifikacija mest, kjer lahko pričakujemo večje odjemne moči. Te lokacije bodo definirale nove smeri in velikosti pretokov moči po prostoru in posledično nove trase od izvorov do ponora energije. Posebno vlogo bo imelo napajanje tranzitnega prometa ob avtocestah, kjer pričakujemo večje priključne moči zaradi hitrih polnilnic.

Vključevanje hitrih polnilnic za EV na AC postajališčih

V letu 2021 smo tako že izdajali soglasja za priključitev polnilnice Tesla na področju Hrpelj, kjer smo zaradi prenizkih prenosnih zmogljivosti že morali poseči po nižanju moči soglasji za priključitev saj je skupna moč odjema na Hrpeljah preseгла moč, ki jo lahko zagotavljamo po 20 kV omrežju ob izpadu 35 kV daljnovoda Divača – Hrpelje.

V letu 2022 se je v neposredni bližini pojavilo nova zahteva po izdaji soglasja za priključitev v okviru projekta AFIR, ki predvideva moč polnilnic 3,2 MW ob avtocestnih postajališčih do leta 2025 in 8,2 do leta 2030. Če odjemalec v rezervnem obratovalnem stanju ob višjih obremenitvah ne bo uspel zagotoviti prožnosti odjema ni mogoče vključiti brez prehoda na 110 kV transformacijo v RTP in izgradnjo novega voda ELES.

Že brez polnilnic je zagotavljanje ustrezne kakovosti napetosti na področju v tem stanju neustrezno, saj so se v preteklih dveh letih pojavile številne nove cone.



Slika 91) Polnilnice Ravne (RTP 35/20 kV Hrpelje) – conske obremenitve.

Poleg Hrpelj se polnilnice pričakujejo tudi na Ravbarkomandi in Šempasu, kjer se je za potrebne ojačitve upoštevalo tudi dologoročni priprast obremenitev.

V izhodišču **že** upoštevamo prožnost odjema polnilnic, ki bi jo izkoristili v rezervih obratovalnih stanjih ob izpadu osnovnega napajalnega voda, še posebej v izhodiščnih letih, ko je npr. v Šempasu zanesljivost relativno nizka zaradi napajanja iz podeželskega omrežja.



Slika 92) Polnilnica Ravbarkomanda (RTP 110/20 kV Postojna).



Slika 93) Polnilnica Šempas (RTP 110/20 kV Vrtojba)

Na področju EP predpostavljamo, da se bo večji odjem pojavil predvsem v okolici turističnih krajev in tranzitnih krajev, kjer bo potrebna večja priključna moč hitrih polnilnic.

Z gotovostjo pa lahko že trdimo, da bo porast obremenitev največja na podeželskih NN omrežjih. Ojačitve bodo potrebne tako na SN nivoju kot na NN nivoju.

Prav nove prostorske umestitve novih in ojačitve obstoječih distribucijskih vodov bodo ključne za nemoten razvoj e-mobilnosti.

Poleg prostorske razporeditve bo igrala ključno vlogo hitrost polnjenja avtomobila na mestih polnjenja. Tradicionalno se je omrežje dimenzioniralo glede na statistično prekrivanje odjema moči – faktor sočasnosti. Zaradi večjih moči in navad odjemalcev, bi se ta faktor bistveno povečal v popoldanskih urah, ko bi se električni avtomobili priključili na omrežje. V študijah, ki so bile za to področje izvedene se predvideva popoldansko polnjenje. Po študijah je predviden povprečen prispevek enega EV od 1,5 – 1,8 kW, lahko pa se bistveno poveča brez ustrezne regulacije moči in sekvenc polnjenja. Študij le-teh bo postal ključ ustreznega načrtovanja v prihodnje in ga bo potrebno obvladovati z ustrezno informacijsko podporo razvoju omrežja, ki bo moralo te sekvence upoštevati pri načrtovanju omrežja.

Da bomo zmanjšali vplive bo potrebno ob večjih koncentracijah uvesti regulacijo polnjenja in nove dinamične tarife na osnovi sistemov pametnih omrežji za izravnavo dnevnega diagrama – prožnostjo.

Najpomembnejši del pri vpeljavi infrastrukture za izravnavo profila in načrtovanje polnjenja pravzaprav ni odvisna od distribucijskih podjetji ampak od standardizacije protokolov za polnjenje in integracije fleksibilnosti. Za izkoriščanje fleksibilnosti izhajajoče iz e-mobilnosti potrebujemo sistem za vodenje in aktivacijo prožnosti – sistem za vodenje energije – EMS v katerem glede na kratkoročne napovedi določamo čas proženja fleksibilnosti. Celoten sistem regulacije pa se zaključi s povratno zanko na osnovi stanja in izračuna na modelu omrežja.

Izravnava bo prinesla večjo izkoriščenost v omrežju, po drugi strani pa večje izgube, saj bo omrežje konstantno obremenjeno z maksimalno močjo.

Krajši kot bo predviden postanek, večje moči bodo zaželeni pri polnjenju električnega avtomobila zato predvidevamo, da se bo ob tranzitnih poteh odjemna moč bistveno povečala.

Družbeno odgovorno bi bilo, da se bodoče polnilnice gradijo na mestih, kjer je razpoložljiva ustrezna moč saj bo to pocenilo izgradnjo omrežja. Prav tu je ključna vloga sodelovanja med distribucijami, ponudniki polnilnic za e-vozila in odgovornih za izdelavo prostorskih načrtov. Upanje glede prostorske porazdelitve odjema podajajo tudi samovozeči avtomobili, kjer mesto polnjenja ni več odvisno od začetne in končne točke prevoza.

Trenutno na področju EP razvoj e-polnilnic ni omejen razen v šibkih nizkonapetostnih omrežjih.

Ker gre za večji vpliv obrremenitev na omrežju, ki pri razporejanju polnjenja in aktivacije polnilnic zahtevajo tudi obratovalno varnost bo potrebno imeti visoko zanesljivost regulacijske zanke, ki vključuje tudi telekomunikacijsko omrežje, ne glede na lastnika.

S pospešenim porastom obremenitev zaradi e-mobilnosti pričakujemo povečanje vložka v ojačitve NN omrežja kasneje še SN omrežja, pospešene investicije v sisteme za izravnavo in koordinacijo odjema moči iz omrežja, s pomočjo konceptov fleksibilnosti v povezavi s prenosnimi zmogljivostmi omrežja.

4.5.2 Toplotne črpalke

Problem dodatnega odjema, ki jih v omrežje vnašaja toplotne črpalke je že prisoten in se z dodatnimi vključitvami le še veča. Ključni vpliv, ki ga imajo toplotne črpalke na omrežje je njihov vpliv na povečanje koničnih obremenitev, ki narekujejo potrebne ojačitve omrežja.

Iz stališča obvladovanja razvoja je ključno, da pri odjemalcih in splošnem odjemu pravočasno odkrijemo nasičena omrežja, saj hiter prirast števila toplotnih črpalk na izvodu NN omrežja hitro pomeni dodatne ojačitve omrežja. Trenutno lahko obseg na investicije zaradi pomanjkanja ustreznih razvojnih orodij za evalvacijo zgolj ocenimo na minimalnem modelu.

Povečava obremenitev, ki jih toplotne črpalke prinašajo ima kot posledico:

- Povečanje deleža slabih napetostnih razmer;
- Povečave obremenitev v omrežju;
- Nezmožnost izdaje soglasji za priključitev na obstoječe omrežje.

Toplotne črpalke imajo trenutno največji vpliv na obremenitve in kakovost napetosti v nizkonapetostnih omrežjih. Problematika je že prisotna in se kaže kot povečana stopnja slabih napetostnih razmer na nizkonapetostnih omrežjih.

V celoti bomo obseg problema lahko ocenili šele ob uvedbi celovite spoznavnosti NNO omrežja.

NEPN predvideva v letu 2030 117.371 toplotnih črpalk vključenih v omrežje. Z delilnikom glede na gospodinjski odjem v SLO to pomeni, da jih bo na področju EP približno 20.000 oz. nekoliko več. Če problematiko prenesemo na NN izvode to pomeni, da bo približno 1,4 – 1.5 toplotne črpalke na izvod omrežja ob enakomerni razporeditvi med izvode.

Problem vključevanja toplotnih črpalk je prav v faktorju sočasnosti odjema v zimskem času, ki ga diktirajo zunanje temperature. Faktor sočasnosti odjema toplotnih črpalk je skoraj 1, slednje pomeni, da te povzročajo bistveno povečanje obremenitev v omrežju kot ostali odjem v NNO.

Ob več toplotnih črpalkah na istem izvodu omrežja pojavi visok odjem moči, ki ne omogoča dodatnega priključevanja odjemalcev, preobremenitve sistema in nujno potrebne ojačitve, saj je omrežje grajeno v nadzemni tehniki z nizkimi preseki.

Omrežje je trenutno grajeno za pokrivanje konične moči 1 kW / odjemalca v času konične obremenitve. Z vključitvijo toplotne črpalke se obremenitve bistveno povečajo in so odvisne od izolacije hiše, velikosti hiše in vremena. V nahladnejših dneh se lahko pri slabo izoliranih hišah in vklopu ohmskih grelcev obremenitve povečajo tudi do 10 kW, kar predstavlja 10x povečavo moči v konici obremenitve RTP glede na analizirano preteklo povprečje za odjemalce.

Moč je odvisna od stopnje izolacije stavbe in temperature. Vsekakor se iz porasta odjema v zimskem času na nekaterih izvodih in transformatorskih postajah že razbere bistveno povečanje obremenitev. Ogrevanje s toplotnimi črpalkami je izrazito predvsem na obalnem področju, kjer je zaradi višjih temperatur to še toliko bolj smiselno.

Največji problem predstavljajo tihi priklopi, ki jih ne zaznamo v omrežju. Reševanje je predvideno s povečanjem spoznavnostjo NNO in detekcijo lastnosti odjema s katerimi bomo lahko pravočasno pripravili ukrepe za reševanje stanja.

Tudi v primeru toplotnih črpalk je možno vpeljati fleksibilnost. Lastniki toplotnih črpalk bi ob ustrezni spodbudi lahko omogočili regulacijo ogrevanja z dogradnjo hranilnika toplote, razširitvijo domačega EMS s sistemom z IoT integracijsko platformo.

Integracija teh črpalk bo odvisna od spodbud odjemalcem, razpoložljive opreme za aktivacijo fleksibilnosti na toplotni črpalci in pripravljenosti, da se vključujejo v sheme prožnosti.

4.6 Struktura SN in NN omrežja

4.6.1 Splošno o optimizaciji strukture

Izhodišče za optimizacijo omrežja je študija »Optimiranje struktur SN omrežji, št 1733« [10]. Struktura omrežja pomembno vpliva na kakovost napajanja odjemalcev z električno energijo.

Osnovni kriterij razvoja je optimizacija dolgoročnih stroškov v okviru načrtovalskih in obratovalnih omejitev.

Struktura SN in NN omrežja mora biti dolgoročno prilagojena čim večjemu izkoristku le-teh. Študijsko je bilo dokazano, da obstaja optimalna struktura omrežja, ki zagotavlja dolgoročno optimalno napajanje odjemalcev.

Da lahko dovolj tvorno razmišljamo o razvoju nekega SNO je potrebno imeti pred očmi njegovo končno strukturo. Izbrati strukturo SN omrežja obsega določitev narave (načina) in organizacije električnih povezav, ki povezujejo TP SN/NN z RTP VN/SN, imenovane tudi "SN viri". Izbire struktur omrežja se med seboj občutno razlikujejo z ozirom na to ali gre za napajanje urbanega, ali podeželskega območja, kakor tudi takrat, ko gre za srednje- ali nizkonapetostno omrežje[10]

Urbana SN omrežja zagotavljajo povezavo med SN zbiralnicami v RTP VN/SN (ali SN/SN) na eni in TP SN/NN na drugi strani. Omejitve, ki so vezane na urbano okolje, vodijo najpogosteje do realizacije teh omrežij v podzemni - kabelski izvedbi.

Ker sta lokalizacija in odprava okvar lahko dolgotrajni, gostote obremenitev pa običajno velike, so TP SN/NN v splošnem vezane na vir po dveh različnih poteh. Z drugimi besedami: pri tem tipu omrežja je v glavnem vedno upravičeno predvideti in zagotoviti neko možnost rezervnega napajanja za primere defektov, ki so seveda neizogibni. Določene manjše ali periferne cone so sicer lahko napajane tudi antensko, provizorično v določenih fazah razvoja ali pa celo dokončno. Nasprotno temu pa v prav posebnih primerih bremen, ki so zelo občutljiva na prekinitve napajanja, lahko predvidimo možnost tudi tretjega napajanja ustreznih TP SN/NN.

Ruralno okolje dopušča realizacijo SNO z nadzemnimi vodi. Omeniti je sicer potrebno, da se omejitve tudi na tem področju stopnjujejo, kar vodi v daljšanje tras, da bi se tako obšlo določene cone ali pa v iskanje rešitev, ki omogočajo boljše vklapljanje vodov v naravno okolje in bolj estetski videz objektov samih.

Lokalizacije okvar in njih sanacija so v tem omrežju hitrejšje, kot v kabelskem omrežju in izpadle moči v primerih defektov so tod občutno manjše od onih v mestih. Tako torej v splošnem v takem omrežju ni upravičeno predvidevati dvojnega napajanja TP SN/NN [10].

Struktura omrežja bo v bodoče bistveno bolj prilagojena dinamičnemu prilagajanju potreb v omrežju kot je bila do sedaj. Potrebe po drastičnih ojačitvah omrežja poskušamo prilagajati stanju, strukutra omrežja pa se posledično že spreminja.

4.6.2 Kabliranje omrežja

Kabliranje omrežja igra pomembno vlogo pri optimizaciji strukture SN omrežja. Temeljna študija, ki določa usmeritev v kabliranje nadzemnega omrežja sta [10] [11], ki obravnavata tehno-ekonomsko utemeljitev kabliranja v omrežje. Z nadgradnjo analitičnih orodji, podatkovnih skladov in simulacijskih konceptov bo možno odseke, ki ekonomsko ustrezajo za kabliranje še podrobneje določiti.

V zadnjem času se kabliranje v razvojnih odločitvah pojavlja tudi na lokacijah večje koncentracije razpršenih virov, saj s tem povečujemo prenosno zmogljivost omrežja. Običajno se pri izbiri kabliranja osredotočamo na tiste vode, ki jim lahko zagotavljamo N-1 napajanje, saj je ključni problem kabelskih povezav tudi počasna odprava napak ob havarijah na vodu.

Prva pomembna lastnost kableskega omrežja znižanje frekvence prekinitev. Pri kablovodih lahko običajno pričakujemo bistveno manj prekinitev v času. Druga pomembna funkcija kablovoda je povečanje prenosne zmogljivosti. Lastnost podzemnih vodov je, da imajo bistveno nižjo induktivno komponento, posledično so padci napetosti in prenosne zmogljivosti višje še posebej pri daljših trasah. Zaradi običajno višjih uporabljenih presekov (uporablja se presek 150 mm² in 240 mm²) so običajno izgube nižje.

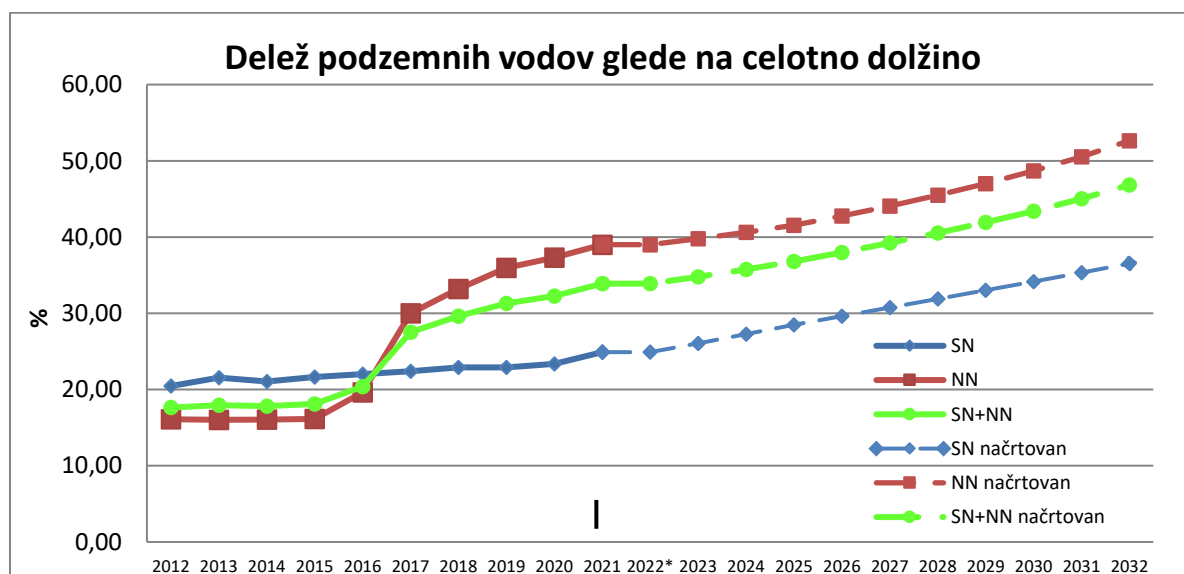
Nadzemna omrežja so večinoma prisotna na podeželju. Osnovna usmeritev razvoja je, da začetke močnejše obremenjenih podeželskih izvodov kablamo [10]. Predpogoj je, da je izvod vzankan v sosednji izvod ali omrežje, saj je čas odprave okvar bistveno daljši kot pri nadzemnem omrežju.

Pomembno vlogo imajo podzemni vodi tudi pri znižanju stroškov vzdrževanja. Stroški vzdrževanja so pri nadzemnih vodih zaradi izpostavljenosti vremenu in velike frekvence potrebnih posekov (na nekaterih področjih) relativno visoki v primerjavi s podzemnim omrežjem. Strateško je zato smiselno kablirati povsod tam, kjer so kumulativni stroški vzdrževanja, izgub in nedobavljene električne energije višji od neke mejne vrednosti in je kabel možno izvesti. Slednje pa zahteva zbiranje podatkov o stroških po odsekih in podrobno rangiranje tistih, na katerih ciklično prihaja do višjih stroškov vzdrževanja.

Elektro Primorska ima kabliranje omrežja vključeno kot strateški projekt družbe. Prednost imajo tisti projekti, kjer se prekrivajo vse zgoraj naštetje funkcije. V zadnjem času igra še posebej pomembno vlogo vključevanje razpršenih virov in elektrifikacija ki zahteva večje prenosne zmogljivosti, ki jih lahko v SN omrežju dosežemo le s kabliranjem. S tem namenom večamo zmožnosti EP za napajanje odjema na ključnih delih distribucijskega omrežja.

Primerjalno z drugimi državami imamo izredno nizko stopnjo pokabljenosti tako SN kot NN omrežja. Delno je to sicer posledica nižje gostote obremenitev, delno pa tudi terena, kjer je z daljnovodno tehniko bistveno lažje premostiti prostorske ovire. Kljub temu bo potrebno v prihodnje bistveno povečati delež kableskega omrežja, zaradi povečanje prenosnih zmogljivosti. Predvidevamo, da se bo poleg usmeritev začelo z izvajanjem podrobnih razvojnih analiz za utemeljitev razvojnih rešitev kabliranja.

Slika 94 prikazuje deleže kableskega omrežja v prihodnje po predvidenem načrtu razvoja. Strm porast kabliranja bo nujno potreben, če bomo hoteli v prihodnje zagotavljati ustrezno kakovost napetosti in zagotavljanje ustrezne zanesljivosti omrežja. V veliko primerih je še posebej na Primorskem gradnja kableske povezave ena izmed temeljev razvoja.



Slika 94) Predvideni deleži kabliranja v prihodnje (v letu 2017 - 2018, prehod na GIS).

4.6.3 Razvoj omrežja v smislu zmanjšanja ranljivosti omrežja

Razvoj omrežja v smislu zmanjšanja ranljivosti omrežja, izhaja iz prilagoditev **elementov in strukture DEES** lokalni izpostavljenosti omrežja vremenskim ujmam in ostalim prostorskim vplivom na distribucijsko omrežje.

Na zmanjšanje ranljivosti vplivamo z usklajevanjem procesov:

- Razvoja omrežja;
- Graditve omrežja;
- Vzdrževanja omrežja;
- Upravljanja omrežja.

V procesu razvoja omrežja, izhajamo iz analize neprekinjenosti napajanja, ki se izvaja že v preteklosti in je vpliva na izbiro ustreznih sistemov obratovanja omrežja (zankanje omrežja, kabliranje omrežja, avtomatizacija). Izbira ustreznih sistemov obratovanja, strukture omrežja je podrejena kriterijem načrtovanja omrežja za neprekinjenost iz katere preverjamo strukturno ustreznost omrežja.

V zadnjem času se na področju zmanjšanja ranljivosti omrežja še največ upov polaga na ustrezno prediktivno analitiko na osnovi umetne inteligence (AI), ki bi posamezno verjetnost izpada elementov opredelila glede na zgodovino zunanjih dejavnikov in skupino elementov in s tem preko modifikacije verjetnosti izpada elementa in uteži pomembnosti posameznega odseka (razvojna funkcija, ki zahteva izdelan graf omrežja) izračunalo ciljne investicije ali ciljno vzdrževanje. Problem tovrstne analitike je, da je potrebno imeti poleg ustrezne ocene stanja omrežja tipizirano omrežje (veliko enakih elementov z istimi lastnostmi) in predvsem obsežno zgodovino beleženih havarij na teh elementih s klasificirano geografsko lokacijo nastanka in razloga za havarijo. V nasprotnem primeru je potrebna realtivno dolga zgodovina, dogodkov. Vpeljava tovrstne analitike bo v prihodnje za optimizacijo načrtovalskih odločitev nujna za optimizacijo načrtovanja omrežja in vzdrževanja.

S tem problem izbire ustrezne investicije v del omrežja pretvorimo v vodeno učenje umetne inteligence t.i. »supervised learning«, kjer iz zgodovine dogodkov model preračuna verjetnosti izpada posameznega elementa. Prvi korak je zato vzpostavitev tehnično povezane baze s podrobno zgodovino dogodkov in vplivnih spremenljivk, ki spreminjajo stanje (vreme, geolokacija, poseki, ...) in odločitev na osnovi stanja.

Prednost tovrstne metodologije je predvsem v nepristranskosti metode. Pomemben del tovrstnih metod je tudi spremljanje učinkovitosti tehnologij, ki se vgrajujejo v distribucijsko omrežje.

V procesu vzdrževanja omrežja, se z rekonstrukcijami omrežja zagotavlja ustrezno dolgoročno odpornost elementov DEES vremenskim vplivom. Ključnega pomena je ustrezno vzdrževanje elementov omrežja, tras daljnovodov. Nivo investiranja glede na stanje, je ključni faktor, ki manjša ranljivost omrežja.

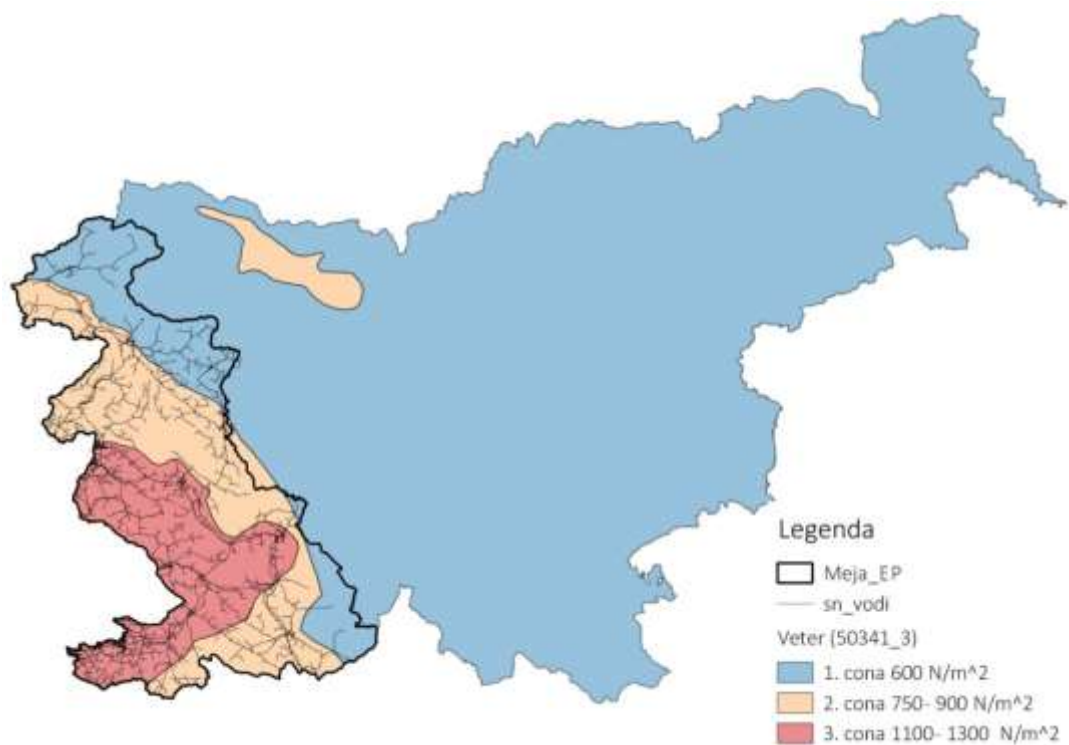
V procesu obratovanja omrežja, se glede na dosežene kazalce kakovosti izbira takšne sisteme za avtomatizacijo, ki zagotavljajo ustrezen nivo neprekinjenosti posameznim delom omrežja glede na lokalne vplive. Delno se ta proces pokriva s procesom razvoja omrežja, saj se tudi tu predlaga ustrezne sisteme avtomatizacije za zmanjšanje neprekinjenosti.

Področje Elektra Primorska d.d. ima še posebej intenzivne zunanje dejavnike, ki vplivajo na omrežje, kar se je pokazalo tudi v času žledne havarije. Prekrivanje teh dejavnikov zahteva visoke investicije v distribucijsko omrežje na vseh zgoraj naštetih področjih, če hočemo zagotoviti ustrezno kakovost.

Osnovni znanji dejavniki, ki vplivajo na frekvenco in trajanje prekinitev EP so:

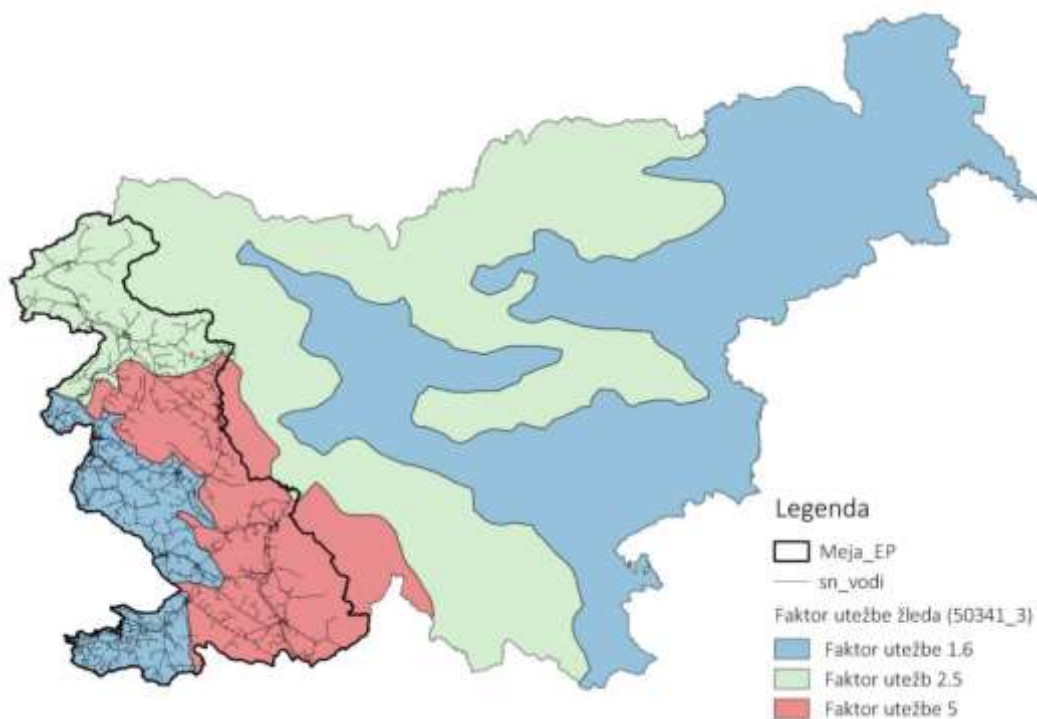
- veter,

- žled,
- udari strel,
- plazovita področja.



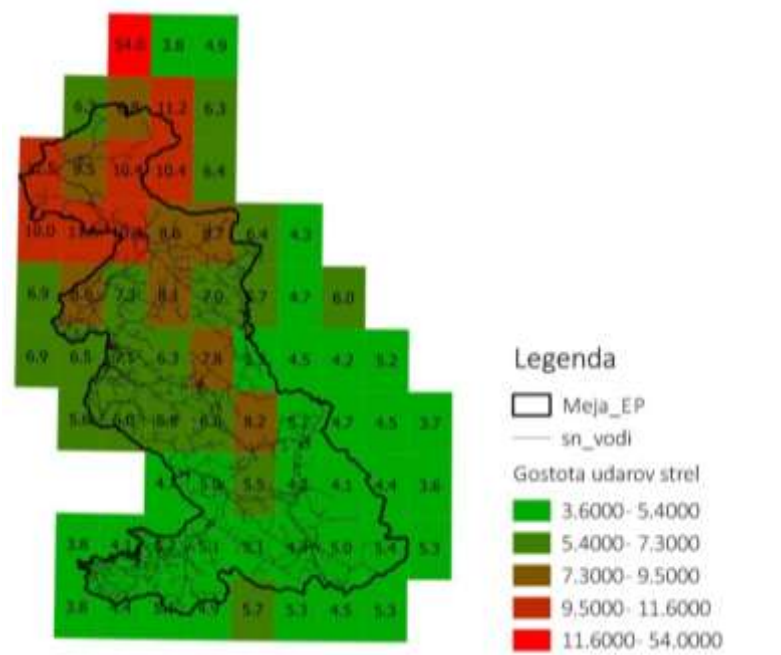
Slika 95) Izpostavljenost omrežja vetru - povzeto po standardu SIST EN 50423-3.

Močan veter je značilen predvsem za področje Ajdovščine in Vipave, kjer se dolgoročno predvidevajo ojačitve z ustreznimi sistemi obratovanja za izboljšanje neprekinjenosti napajanja.



Slika 96) Izpostavljenost omrežja žledu - povzeto po SIST EN 50423-3

Slika 96 prikazuje faktor utežbe žleda po SIST EN 50423-3. Če koreliramo območja, kjer je bilo zaznано največje število žlednih havarij vidimo, da z izjemo Ilirske Bistrice, zemljevid na področju faktorja utežbe 5 v celoti ustreza področju, kjer so se zgodile največje hvarije na omrežju v času februarske žledne ujme v letu 2014.



Slika 97) Podatki o gostoti udarov strel – SCALAR, ki jih uporabljamo pri projektiranju novih vodov.

Delno se proces izvaja v fazi projektiranja in vzdrževanja, kjer se gradnja prilagaja glede informacije iz terena in analizo doseženih kazalcev neprekinjenosti.

Za zmanjšanje ranljivosti omrežja se upošteva naslednje usmeritve:

- večja frekvenca obnov zaradi stanja omrežja;
- redni poseki daljnovodnih tras;
- kabliranje omrežja;
- zankanje omrežja;
- krajšanje izvodov – dolžina izvodov;
- avtomatizacija (shunt stikalo, resonančna zaščita, odklopniki z zaščito);
- Uvedba sistemov FLISR;

Za zagotovitev ustrezne kakovosti, so potrebna dolgoročno vzdržna investicijska vlaganja v razvoj in ustrezno vzdrževanje omrežja. Ta so ne glede na optimizacijo delovnih procesov in predvidenih naprednih analitik frekvence in trajanje prekinitev elementa ključna za zmanjšanje ranljivosti in dolgoročno vzdrževanje ciljne neprekinjenosti napajanja.

Prihodnost prilagajanja omrežja pa mora iti v smeri izboljšanja informacij in prilagoditve simulacijskih orodji, ki bodo sposobna poleg ocene števila izpadov / km omrežja sposobne oceniti tudi vplive vseh zgoraj naštetih spremenljivk. Slednje bo povečalo učinkovitost in obseg vlaganj v distribucijsko omrežje.

4.7 Druge načrtovane investicije

4.7.1 Poslovna informatika

Digitalizacija, tudi na poslovnem področju predstavlja temelj k agilnejšem odzivanju podjetja v smeri energetske tranzicije, saj slednja zahteva hitrejša prilagajanja delovnih procesov in informacijsko podporo le-tim za hitrejši in ekonomsko učinkovit prehod. Brez digitalizacije na področju poslovne informatike in prilagoditve znanja, je težko pričakovati ustrezne informacijsko podprte odločitve in vrednotenje le-teh v prihodnje ob spremembi delovnih procesov in načinov dela.

Elektro Primorska je v ta namen izdelala IT/OT strategijo, ki nalaga ustrezna dolgoročna vlaganja t.j. IT/OT strategija 2022 - 2026.

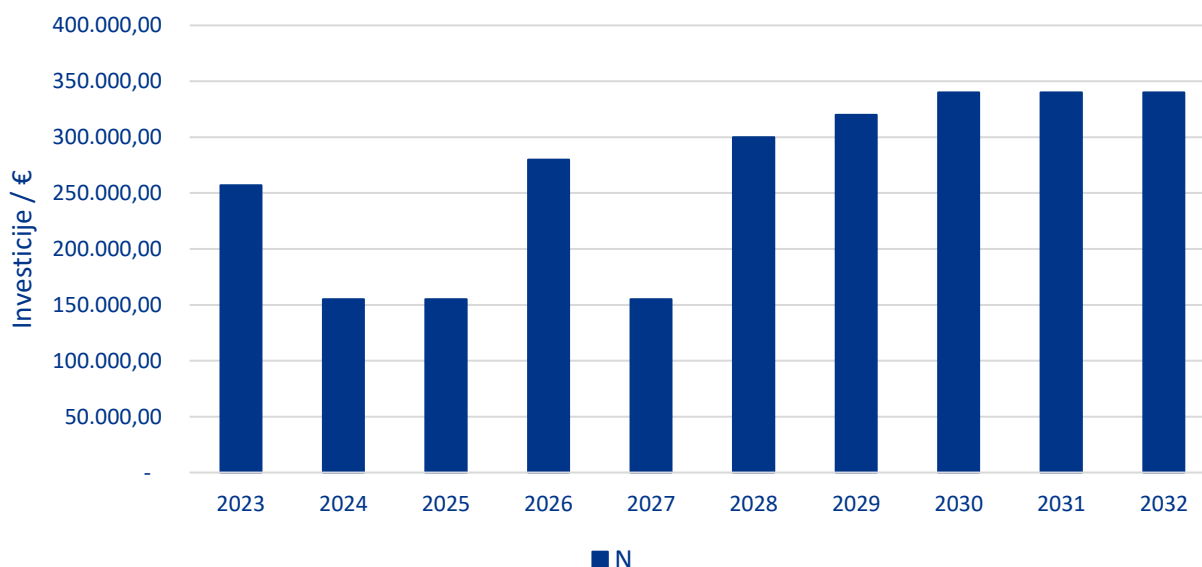
Med ključne sisteme poslovne informatike tako štejemo:

- vzdrževanje VOC (poslovna in OT informatika);
- nadgradnjo računalnikov, strežnikov in poslovne računalniške mreže;
- nadgradnje sistemov poslovnega sistema (Maximo in Ax);
- nadgradnja geografskega informacijskega sistema (poslovna in OT informatika);
- programska oprema (eIS);
- programska oprema poslovnega sistema.

Elektro Primorska d.d. je v preteklih letih naredila odločne korake naprej v razvoju poslovnega informacijskega sistema. Uvedel se je poslovni sistem AX, Maximo (ERP) ki poenostavljajo poslovne procese v družbi in GIS. S tem smo vzpostavili tri osnovna informacijska skladišča.

V tem okviru predvidevamo manjše nadgradnje sistema AX, Maximo (ERP), poleg tega osnovno nadgradnjo licenc Microsoft (povečanje števila licenc), CAD in druge programske opreme in pisarniške in strežniške strojne opreme v skladu s življenjsko dobo opreme.

Prilagajamo procese in dokumentacijo, ki jo zahteva zakonodaja s področja informacijske varnosti, bistvenih storitev in kritične infrastrukture.

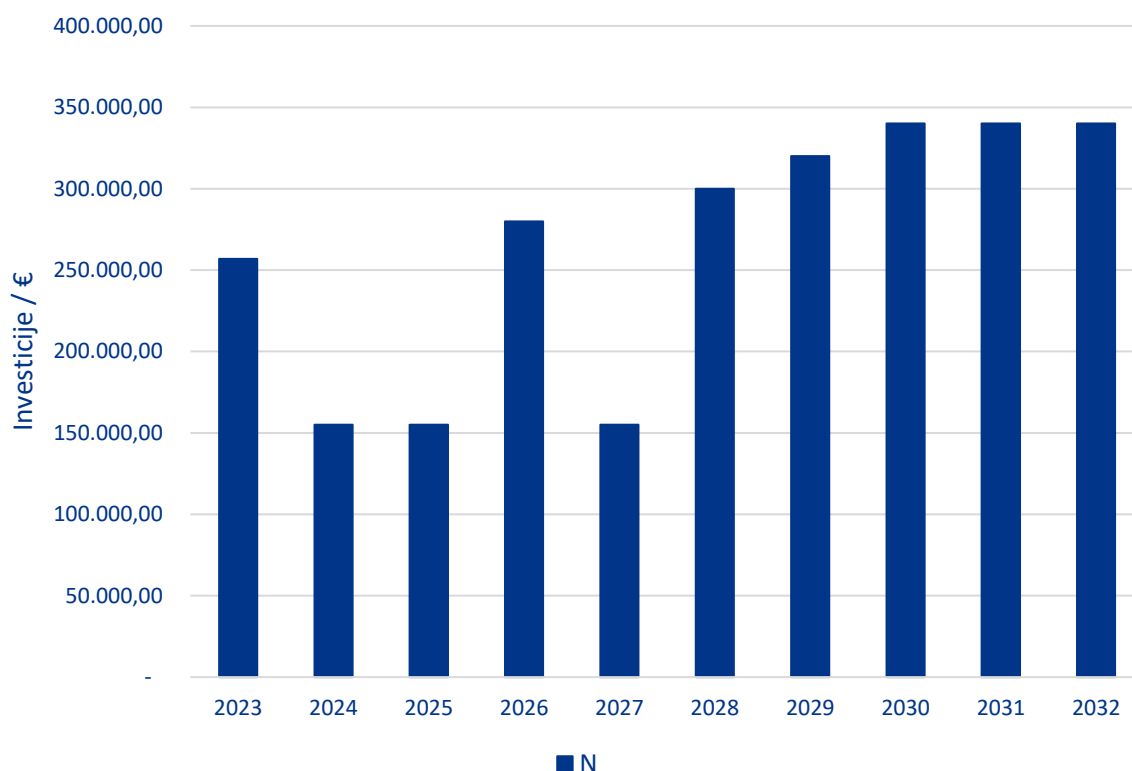


Slika 98) Vlaganja v poslovne in obratne stavbe 2023 – 2032.

4.7.2 Oprema-orodje in mehanizacija

Pri orodju in mehanizaciji je predvidena nabava novega in zamenjava dotrajanega in iztrošenega orodja in mehanizacije, ki jo potrebujejo monterji in vzdrževalci v distribuciji ter obratovalci na terenu, za delo na elektroenergetskih napravah, vodih in objektih, in sicer: poliestrske lestve, motorne žage, teleskopske žage, drobilci vej, vrtni stroji, svedri za zemljo, brusilke, pnevmatska kladiva, oprema za polaganje kablov, vitle za vlečenje kablov, prebijalce kablov, kabelska vlečna nogavica, hidravlične stiskalnice za stiskanje kabelskih čevljev Al-Cu, naprave za preskus dotrajanosti lesenih drogov, potopne črpalke, garniture za ozemljitve, naprave za kratko stikanje, preizkuševalci prisotnosti napetosti, prenosne agregate.

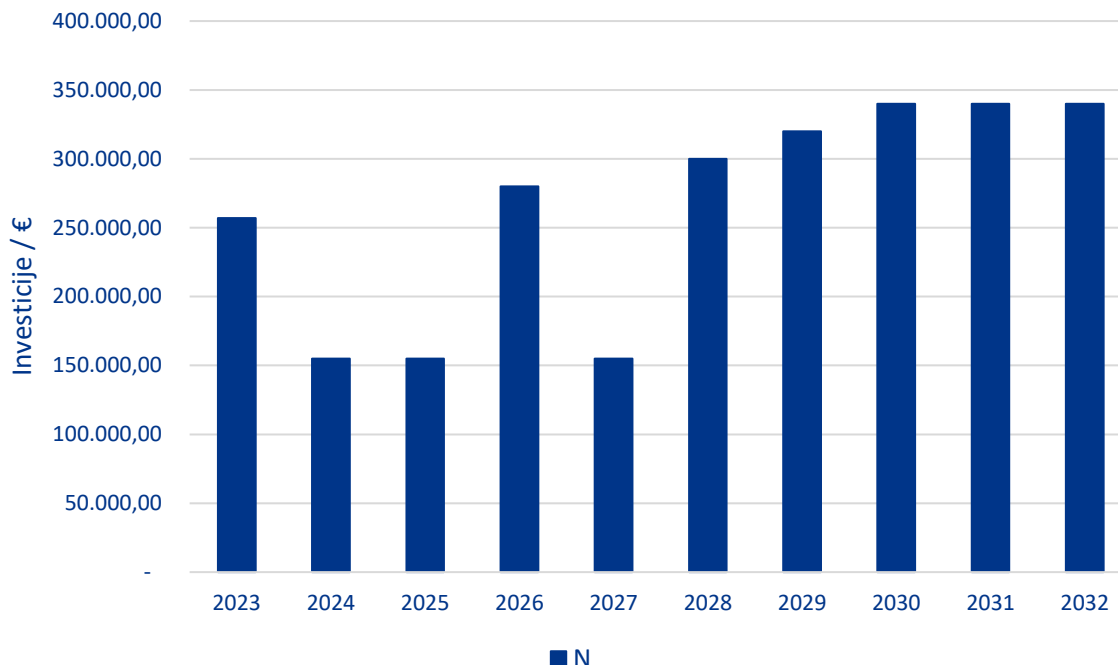
Na področju mehanizacije in vozil je predvidena zamenjava transportnih sredstev, osebnih avtomobilov, terenskih vozil, različnih tovornjakov in razne dodatne opreme. Razlog je v njihovih dotrajanosti in veliko število prevoženih kilometrih.



Slika 99) Investicije v orodje in mehanizacijo po letih.

4.7.3 Gradbeni objekti

V naslednjih letih ni predvidenih večjih novogradenj poslovnih stavb. Potrebno pa je redno vzdrževanje objektov. Elektro Primorska je razdeljena na štiri enote DE Gorica, DE Tolmin, DE Sežana, DE Koper in skupno 18 nadzorništev in dve pregledništvu. Te stavbe potrebujejo redno vzdrževanje.



Slika 100) agregirane vrednosti vlaganj v poslovne in obratne stavbe EP.

Nekaj večjih predvidenih investicij v naslednjem obdobju:

- Novogradnja skladišča v Sežani;
- Rekonstrukcija skladišča - Koper;

4.8 Znižanje izgub in znižanje starostne strukture transformatorjev

Znižanje izgub je neposredno povezano bodisi s povečanjem prenosne zmogljivosti omrežja ali znižanju obratovalnih ur omrežja. V zadnjem času se nagibamo k čim večjemu izkoriščanju omrežja, saj prožnost odjema neposredno vpliva na utilizacijski faktor oz. obratovalne ure omrežja. Slednje pa povečuje izgube, ki jih z uvedbo prožnosti odjema moramo pričakovati.

Da bi izgube zmanjšali moramo tako izkoristiti vse možnosti, ki jih v okviru načrtovanja lahko dosežemo. Gotovo je med njimi tudi ustrezno vrednotenje v procesu razvoja, ki bi moralo na osnovi kvazi statičnih analiz preveriti dolgoročno zdržnost tovrstnega obratovanja omrežja.

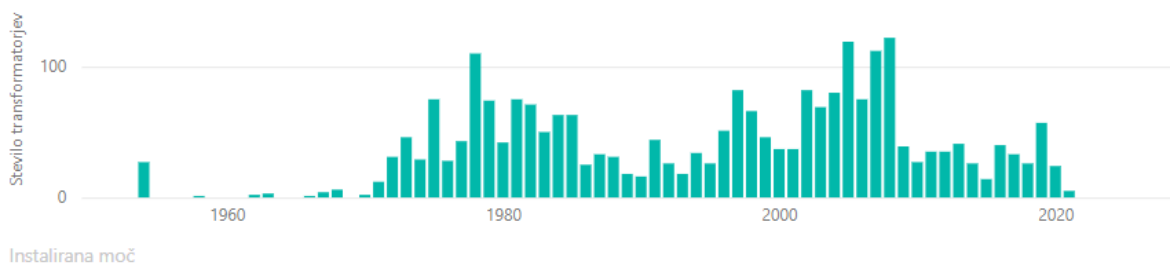
V splošnem se že z vključevanjem RV utilizacija omrežja spreminja in jo je potrebno vrednotiti drugače, kot je predstavljeno v empirični enačbi v pogl. 2.1.3. Problem predstavlja sprememba krivulje odjema, ki je ob upoštevanju prožnosti drugačna. Za razvojne ocene bo potrebno poseči tako po kvazi dinamičnih analizah pretokov moči.

Med izgubami, ki so trenutno najbolj izpostavljene so prav izgube v transformaciji, ki jih lahko obravnavamo neodvisno od odjema so izgube v transformaciji v prostem teku.

Znižanje izgub je povezana z zmanjšanjem izgub v železu transformatorja (izgube praznega teka P_0). Ti so pri starejših transformatorjih višji kot pri novejših transformatorjih, kjer so predpisane izgube na omrežju, ki jih določa Uredba Komisije (EU) št. 548/2014 z dne 21. maja 2014 o izvajanju Direktive 2009/125/ES Evropskega parlamenta in Sveta glede majhnih, srednjih in velikih transformatorjev.

V prilogi uredbe so predpisane stopnje izgub transformatorjev v posameznih obdobjih.

Da bi lahko razumeli koliko vpliva imajo stari transformatorji na izgube v omrežju, je potrebno analizirati starostno strukturo vgrajenih transformatorjev. Trenutno je v transformatorske postaje EP vgrajenih 2509 transformatorjev.



Slika 101) Starostna struktura transformatorjev vgrajenih na področju Elektro Primorske d.d. (vir GIS EP)¹⁶

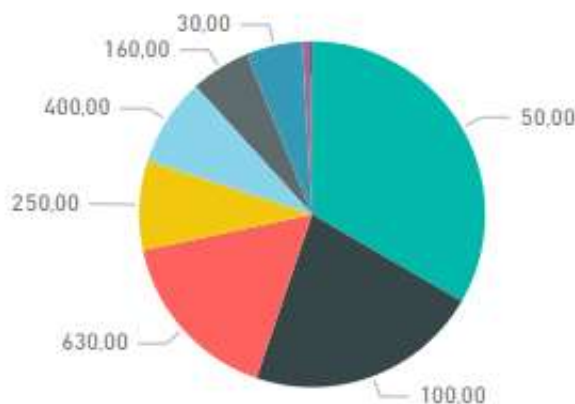
Če pogledamo izgube tipov transformatorjev v zgodovini vgrajenih ugotovimo, da so se izgube s časom manjšale. Primer: za 100 kVA transformator so se izgube od leta 1968, ko so izgube znašale cca. 470 W zmanjšale do leta 2008 za več kot polovico na 210 W uredba pa določa, da se morajo po 2015 vgrajevati transformatorji 100 kVA z največjimi izgubami 145 W po 2021 pa le še z 130 W. Slednje uporabljamo kot referenco v tem razvojnem načrtu.

Glede na to lahko izračunamo približno oceno trenutnih izgub, ki smo jo pridobili iz poznanih izgub trenutno vgrajenih transformatorjev (nepoznane izgube P_0 transformatorja so izbrane glede na leto vgradnje in povprečne izgube transformatorjev v letu).

¹⁶ Z namenom spremljanja izgub in starosti transformatorjev po letih je EP vzpostavila poročilo, ki ponuja vpogled v dinamično stanje izgub in ekonomike zamenjava transformatorjev glede na starost. Problem še vedno predstavlja vrednotenje izgub glede na tip, saj tipi niso celovito popisani.

Analiza transformacije je pokazala, da je trenutno v omrežje vgrajenih 2505 transformatorjev, od tega je 682 transformatorjev starejših od 40 let.

Deleži instaliranih moči transformatorjev so prikazani na spodnjem diagramu:



Slika 102) Deleži transformatorjev po številu vgrajenih pred letom 1980 (starejši od 40 let).

Izračun izgubnih moči pokaže, da je trenutna izgubna moč teh transformatorjev v prostem teku 483 kW, ob zamenjavi pa bi ti transformatorji dosegli izgubno moč 166 kW v prostem teku. Če bi opazovali transformatorje, ki so starejši od 30 let (starejši od 1992), je teh skupno 1051, pri tem so skupne izgube 673 kW, če bi celoten nabor transformatorjev zamenjali z novejšimi, ki naj bi se vgrajevali po 2021 se letne izgube transformatorjev znižajo na 248 kW v pasu.

Pri tem nismo upoštevali izgub transformatorjev, katerih prestavno razmerje ni bilo prilagojeno trenutnim napetostim razmeram in njihova jedra zaradi višjih napetosti od nazivnih prehajajo v nasičenje. Če bi upoštevali še te, bi bile izgube najverjetneje še višje od predstavljenih zgoraj.

Še bolj pomembno je, da se izvede dejanske meritve izgub pred izvedbo odločitev o zamenjavi, saj nekateri starejši transformatorji ne nujno povzročajo višjih izgub, kot jih predvidevamo v tem poglavju.

Pomislek, ki nastaja ob zamenjavi transformatorjev je trenutno najbolj povezan s tehniko SN/NN transformatorjev, ki že omogoča regulacijo stopenj, vendar je trenutno tovrsten transformator še predrag za splošno uporabo. V razvojnem načrtu smo poskusili te transformatorje umestiti v drug del razvojnega načrta, kjer pričakujemo znižanje cen za te vrste transformatorjev.

Z namenom spremljanja aktivnega stanja izgub prostega teka v transformaciji smo v razvoju leta 2018 izdelali poročilo za sprotno spremljanje izgub transformacije, na osnovi katerega aktivno spremljamo agregirane (modelske) izgube transformatorjev, ki nam podaja trenutno stanje in predviden letni strošek izgub. Zaradi nepopolnih informacij o vrstah transformatorjev je njena uporaba na žalost omejena.

4.9 Ocena potrebnih finančnih sredstev za realizacijo načrta razvoja

Finančna sredstva za razvoj distribucijskega omrežja so ocena vlaganj, ki izhajajo iz fizičnega obsega vlaganja, ki predstavljajo temelj razvojnega načrta. Finančni obseg izračunan na podlagi trenutnih cen brez diskontiranja.

Finančna ocena je tako neposredno povezana z napovedjo obremenitev in izhaja iz tehno-ekonomske optimizacije posameznih investicij. Pri evalvaciji stroškov je nujno potrebno poudariti soodvisnost projektov, ki neposredno vplivajo na skupne stroške investicij. Zamik nekaterih projektov ne nujno pomeni optimizacije, saj lahko za reševanje problematike dolgoročno to velikokrat pomeni povečanje investicij.

Predlagan razvojni načrt je optimalen v kolikor je časovno in sosledno izvedena kot je predlagan. Pri tem pa se je potrebno zavedati, da gre za idealizirano sliko na osnovi predvidenih porastov obremenitev, ki se lahko dolgoročno še spreminjajo glede na stohastično pojavitev novega odjema oz. razvoj novih tehnologij. Tu igra spremljanje razvoja in obremenitev ključno vlogo.

Nenapovedan nov večji (conski) odjem v distribucijskem omrežju lahko povroči hitro spremembo potrebe po vlaganjih, ki ga v dvoletnem obdobju ne moremo zajeti zaradi nenapovedljivosti. Tovrstne spremembe niso vsebovane v prostorskih oz. drugih načrtih ampak so posledica finančnih priložnosti odjemalcev oz. proizvajalcev in prostorskih zmožnosti.

Spremembe in izboljšave tehnologije predvsem v smeri učinkov fleksibilnosti na odjem smo tako delno upoštevali pri načrtovanju predvsem NN omrežja in učinkov proizvodnje na distribucijski sistem. S tem smo dosegli ekonomsko optimizacijo oz. znižanja potrebnih vlaganj, predvsem pri vlaganju v NN omrežje. V nasprotnem primeru bi bila vlaganja v primarno distribucijsko infrastrukturo bistveno višja.

V naslednji poglavjih so podane tabele za oceno potrebnih finančnih sredstev za realizacijo načrta razvoja. Ta razvojni načrt smo razvili iz dveh izhodišč napovedi obremenitev predstavljenih v pogl. 2.1.3 posledičnimi spremembami fizičnega vlaganja po vrokih za investicije v pogl. 4.2.11.

Načrtovanje je zaradi pomanjkanja modela in celostnih simulacijskih postopkov za področje EP še vedno problematično. V prihodnje lahko ob razvoju informatizacije v sklopu naprednih omrežji pričakujemo natančnejše razvojne načrte, ki bodo vplivali na obseg investiranja.

Cene objektov izhajajo iz poenotenih planskih cen, zgodovine in cen, ki temeljijo na projektni dokumentaciji posameznega objekta v gradnji.

V prihodnje predvidevamo bistveno povišanje cen zaradi nastale gospodarske situacije. Te bo potrebno korigirati glede na predvidene količine omrežja sproti glede na trende, saj se cene močno večajo.

4.9.1 Ocenjena investicijska vlaganja v primarno EDI po vzrokih

Iz ocen tehniških potreb v poglavju 4.2.11 lahko ovrednotimo investicije po vzrokih za investiranje.

Pri finančnih vlaganjih po vzrokih je potrebno vedeti, da se ti pri investicijah velikokrat prekrivajo. Najpogostejša tovrstna prekrivanja sta slaba kakovost oskrbe in ocena stanja EDI. Na drugi strani lahko dobimo večkrat tudi para razpršena proizvodnja in povečanje obremenitev, saj se ob omejitvah moči največkrat pokaže, da gre za šibka omrežja, ki bi jih tudi iz naslova povečanja obremenitev bilo potrebno ojačiti.

Iz tega vzroka, kot tudi iz stališča metodologije načrtovanja, ki ne omogoča striktno delitve investicij po vzroku investiranja je tovrstno delitev potrebno jemati z rezervo, končne agregirane vrednosti investicij po vzrokih pa nekoliko resneje, saj so določene na osnovi modelskih izračunov.

Prav zato je potrebno finančno oceno gledati le kot oceno pričakovanj in upoštevati prehajanje ocen med vzroki za investiranje. Izpostavljen je najbolj verjeten in pričakovan razlog za investiranje.

Osnovna usmeritev razvoja govori pravzaprav o tem, da je optimalno izkoriščeno omrežje tisto, kjer se energetske (tehnične potrebe) prekrivajo z življenjsko dobo opreme. Slednjo pa lahko dosežemo le s kvalitetnimi in čim bolj realnimi prognozami obremenitev.

Vključujemo tudi višje potrebe za ojačitve omrežja zaradi razpršene proizvodnje. Dejanskega deleža potrebnih ojačitev ni možno oceniti brez celovito modeliranega nizkonapetostnega omrežja, pa še takrat lahko oceno stroškov podamo le z neko verjetnostjo, saj so prav v NN omrežju investicije odvisne od prostorske verjetnosti pojavitve novega odjema oz. proizvodnje. Analiza za določitev obsega investiranja v NN omrežje izhaja iz refrenčnih modelov. Študija je bila izvedena v okviru

S postavko vlaganja v RV pokrivamo tudi rekonstrukcije, ki so potrebne zaradi drugih vzrokov, kot je bilo že uvodoma obrazloženo.

Prav zaradi prekrivanja vzrokov za investiranje je težko določiti primarni vzrok za investiranje, gre zgolj za ocene ob sorazmernih povečavah pretokov moči, zato Tabela 80 podaja zgolj oceno primarnega vzroka in bi ob izpadu posameznega dobila drugačno obliko (del investicij bi se preneslo na ostale postavke).

Tabela 80) (T 46): Finančna ocena vlaganja v primarno EDI po vzrokih za vse napetostne nivoje.

Vzrok/Leto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Skupaj
Elektrifikacija ogrevanja	3.389.477	3.428.117	3.453.954	4.011.205	3.983.092	3.841.378	3.407.625	3.085.720	2.930.565	2.551.636	34.082.769
Elektrifikacija prometa	418.207	901.902	1.161.121	1.410.929	2.731.984	2.617.896	2.885.567	2.951.726	3.209.437	3.649.306	21.938.074
Kakovost oskrbe z električno energijo	2.135.332	1.766.450	1.766.134	2.472.194	3.530.571	3.160.206	2.038.141	1.751.898	1.534.482	1.384.057	21.539.465
Odkup EDI	188.607	144.852	142.547	142.547	142.547	143.446	143.446	143.277	143.277	144.440	1.478.985
Priključevanje odjemalcev	3.982.330	4.469.180	5.004.158	5.502.117	5.037.775	5.672.834	4.884.484	4.487.826	3.612.028	2.710.880	45.363.613
Priključevanje razpršenih virov	8.311.686	8.454.638	8.964.290	10.952.461	13.372.710	10.222.584	8.305.490	6.930.540	6.326.115	5.518.730	87.359.244
Stanje EDI	7.680.155	8.752.645	9.946.818	8.875.057	9.626.030	7.554.682	8.152.947	7.511.916	7.343.855	8.649.692	84.093.798
Skupaj	26.105.794	27.917.784	30.439.023	33.366.510	38.424.708	33.213.027	29.817.701	26.862.902	25.099.758	24.608.741	295.855.949

4.9.2 Ocenjena potrebna investicijska sredstva delitev po območjih napajanja RTP

Tabela 81 govori o osnovi razdelitvi sredstev po RTP, ki je bila sestavljena na osnovi geografske delitve dejanskih investicij vezanih na posamezen RTP in delitve vezane na razvoj posameznega RTP. Upoštevamo vse tiste investicije, ki jih je možno razdeliti po prostoru, ne zgolj primarne infrastrukture.

Pri nizkonapetostnem omrežju in delno pri SN omrežju (rekonstrukcije) so investicije porazporejene glede na količino obstoječega omrežja.

Tabela 81) (T47): Ocenjena investicijska sredstva po RTP 110/X kV in SN/SN kV.

Območje napajanja RTP 110/SN, RTP SN/SN	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Skupaj
RTP 110/20 kV Ajdovščina	2.054.737	3.623.860	2.297.014	2.697.673	3.100.406	2.881.848	2.653.424	2.508.574	2.358.916	2.581.381	26.757.834
RTP 110/20 kV Cerkno	781.707	875.635	3.086.807	1.068.739	1.772.464	1.150.231	1.061.267	1.001.247	941.513	890.610	12.630.220
RTP 110/20 kV Dekani	2.295.729	1.861.334	1.948.852	2.271.815	2.630.473	2.445.042	2.245.302	2.128.346	2.001.371	1.893.167	21.721.432
RTP 110/20 kV Gorica	1.464.111	1.910.957	2.193.244	2.358.818	2.325.956	2.161.992	1.985.375	1.881.958	1.769.683	2.274.005	20.326.099
RTP 110/20 kV Hrpelje	1.277.456	1.518.612	1.975.910	2.412.953	1.722.166	1.600.765	1.469.996	1.393.425	1.310.295	1.239.454	15.921.032
RTP 110/20 kV Idrija	1.188.683	1.644.411	3.207.625	1.640.895	1.899.948	1.766.014	1.665.245	1.537.270	2.145.558	1.367.404	18.063.054
RTP 110/20 kV Ilirska Bistrica	1.789.277	2.023.688	2.118.841	3.429.973	2.859.915	2.658.310	2.441.148	2.313.991	2.175.941	2.068.098	23.879.182
RTP 110/20 kV Izola	986.142	639.482	669.550	780.508	903.729	840.022	771.399	731.217	687.594	650.419	7.660.062
RTP 110/20 kV Koper	1.863.975	1.708.498	1.838.831	2.155.274	3.239.483	2.244.278	2.560.939	2.553.586	1.837.037	1.737.718	21.739.619
RTP 110/20 kV Lucija	959.971	811.877	826.493	1.013.459	2.115.563	1.106.923	952.215	902.615	848.766	1.462.877	11.000.759
RTP 110/20 kV Pivka	1.550.862	1.754.039	1.836.512	3.070.858	2.478.841	2.304.099	2.115.873	2.005.659	1.886.004	1.784.037	20.786.785
RTP 110/20 kV Plave	1.590.069	2.269.960	1.785.126	2.080.956	2.835.083	2.239.630	2.056.671	2.043.276	1.833.233	2.334.120	21.068.125
RTP 110/20 kV Postojna	1.640.729	1.358.865	1.338.996	1.560.894	1.820.117	1.679.913	1.860.878	1.462.321	1.375.081	1.300.737	15.398.531
RTP 110/20 kV Sežana	1.436.802	2.173.141	1.668.049	1.944.477	3.201.458	2.942.745	1.921.785	1.821.681	1.713.001	1.620.388	20.443.526
RTP 110/20 kV Vrtojba	3.988.068	2.852.133	2.647.377	2.929.823	3.253.418	3.024.074	2.947.032	2.662.179	2.575.334	2.341.505	29.220.943
RTP 110/35/20 kV Tolmin	1.990.763	2.251.571	2.357.438	3.103.211	3.181.963	3.567.656	3.076.040	2.574.563	2.420.968	2.290.078	26.814.249
RTP 35/20 kV Kobarid	2.150.990	1.681.281	1.760.334	2.052.055	2.376.019	2.208.525	2.028.107	1.922.464	1.807.772	1.710.035	19.697.581
Skupaj	29.010.071	30.959.345	33.557.000	36.572.381	41.717.000	36.822.067	33.812.696	31.444.373	29.688.067	29.546.034	333.129.033

4.9.3 Ocenjena potrebna investicijska sredstva

Tabela 82) Ocenjena investicijska sredstva za obdobje od leta 2023 do 2032 (T48)

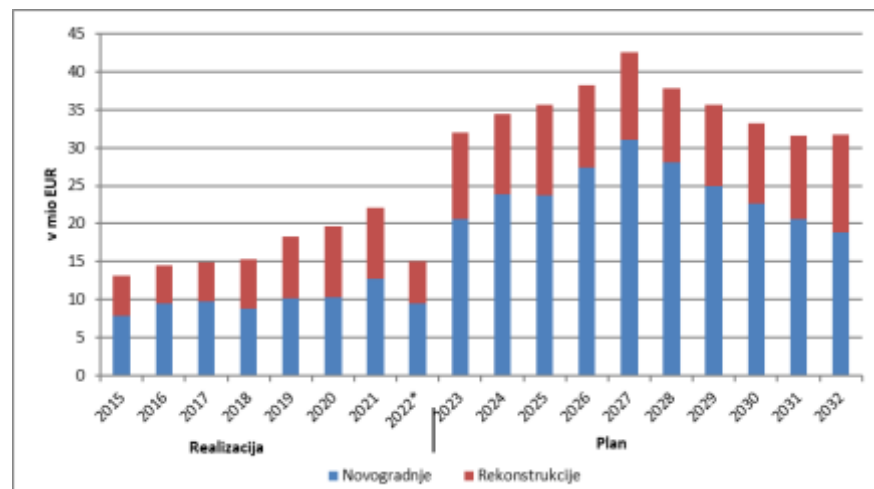
	GEOGRAFSKO OBMOČJE OSKRBE ELEKTRO PRIMORSKA d.d.	Obdobje izvajanje investicije	Investicijska vrednost	Porabljeno do leta 2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Skupaj 2023- 2032
1	110 kV vodi - skupaj		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1	- novogradnje		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.1			0												0
1.2	- rekonstrukcije		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.1			0												0
1.3	- odkup EDI		0	0											0
2	RTP 110/SN kV, RP 110 kV - skupaj		23.798.142	0	4.066.842	3.487.600	4.870.000	3.600.700	2.793.400	600.000	1.200.000	609.800	700.000	1.869.800	23.798.142
2.1	- novogradnje		1.938.542	0	338.542	200.000	700.000	700.000	0	0	0	0	0	0	1.938.542
2.1.1	RTP 110/20 kV Hrpelje (2 x 20 MVA)	2024-2026	1.600.000			200.000	700.000	700.000							1.600.000
2.1.2	RTP 110/20 kV Izola (2 x 31,5 MVA)	2021-2023	338.542		338.542										338.542
2.2	- rekonstrukcije		21.859.600	0	3.728.300	3.287.600	4.170.000	2.900.700	2.793.400	600.000	1.200.000	609.800	700.000	1.869.800	21.859.600
2.2.1	RTP 110/20 kV Ajdovščina	2023-2024	1.545.000		115.000	1.430.000									1.545.000
2.2.2	RTP 110/20 kV Cerkno	2023-2027	2.587.500		7.500		2.050.000		530.000						2.587.500
2.2.3	RTP 110/20 kV Dekani	2023	650.000		650.000										650.000
2.2.4	RTP 110/20 kV Gorica (2 x 31,5 MVA + 20 MVA) -> (3 x 31,5 MVA)	2024-2032	1.685.100			265.100	470.000	350.000						600.000	1.685.100
2.2.5	RTP 110/20 kV Hrpelje	2023-2026	525.600		200.000	100.000		225.600							525.600
2.2.6	RTP 110/20 kV Idrija	2024-2025	2.640.000			300.000	1.600.000				40.000		700.000		2.640.000
2.2.7	RTP 110/20 KV Ilirska Bistrica	2026, 2032	969.800					960.000						9.800	969.800
2.2.8	RTP 110/20 kV Izola	2023	647.600		647.600										647.600
2.2.9	RTP 110/20 kV Koper (2 x 31,5 MVA + 40 MVA) -> (3 x 40 MVA)	2027-2030	1.975.000				50.000		825.000		500.000	600.000			1.975.000
2.2.10	RTP 110/20 KV Lucija	2027	1.782.500		50.000	22.500		50.000	1.000.000					660.000	1.782.500
2.2.11	RTP 110/20 kV Pivka (20 MVA + 31,5 MVA) -> (31,5 MVA + 31,5 MVA)	2026	930.000					930.000							930.000
2.2.12	RTP 110/20 kV Plave (20 MVA -> 31,5 MVA)	2027	1.105.600		80.000				425.600					600.000	1.105.600
2.2.13	RTP 110/20 kV Postojna	2029	352.800			40.000			12.800		300.000				352.800
2.2.14	RTP 110/20 kV Sežana	2023-2024	608.200		28.200	580.000									608.200
2.2.15	RTP 110/20 kV Vrtojba	2023-2024	2.629.800		1.950.000	550.000		120.000				9.800			2.629.800
2.2.16	RTP 110/35/20 kV Tolmin	2026-2029	1.225.100					265.100		600.000	360.000				1.225.100
			0												0
2.3	- odkup EDI		0	0											0
3	SN vodi - skupaj		92.838.459	0	6.318.456	8.481.865	8.571.315	11.037.589	13.025.111	11.567.392	10.209.476	8.907.180	8.035.277	6.684.798	92.838.459
3.1	- novogradnje		62.071.017	0	3.547.071	5.449.245	5.515.222	7.977.029	9.956.069	8.478.413	7.098.632	5.757.033	4.833.770	3.458.532	62.071.017
3.2	- rekonstrukcije		29.688.002	0	2.622.718	2.927.708	2.953.486	2.957.954	2.966.435	2.985.472	3.007.338	3.046.810	3.098.170	3.121.910	29.688.002
3.3	- odkup EDI		1.079.440	0	148.667	104.912	102.607	102.607	102.607	103.506	103.506	103.337	103.337	104.355	1.079.440
4	Razdelilne postaje SN - skupaj		5.182.993	0	1.188.558	605.000	557.000	180.000	955.000	930.000	203.700	113.735	100.000	350.000	5.182.993
4.1	- novogradnje		1.800.000	0	0	0	0	0	950.000	850.000	0	0	0	0	1.800.000
4.1.1	RP 20 kV Divača	2027-2028	1.800.000						950.000	850.000					1.800.000
			0												0
4.2	- rekonstrukcije		3.382.993	0	1.188.558	605.000	557.000	180.000	5.000	80.000	203.700	113.735	100.000	350.000	3.382.993
4.2.1	RP 20 kV Beli križ	2028	70.000							70.000					70.000
4.2.2	RP 20 kV Bovec	2023	664.458		664.458										664.458
4.2.3	RP 20 kV Cerkno	2025	130.000				120.000		5.000		5.000				130.000
4.2.4	RP 20 kV Črni vrh	2025	203.500				200.000				3.500				203.500
4.2.5	RP 20 kV Dobrovo	2023-2024	354.600		2.600	345.000						7.000			354.600
4.2.6	RP 20 kV Gračišče	2026	70.000					70.000							70.000
4.2.7	RP 20 kV Gradišče	2031	120.000								20.000		100.000		120.000
4.2.8	RP 20 kV Hubelj	2026	20.000					20.000							20.000
4.2.9	RP 20 kV Kanal	2024	226.735			220.000						6.735			226.735
4.2.10	RP 20 kV Komen	2029-2030	177.000				7.000				150.000	20.000			177.000
4.2.11	RP 20 kV Neblo	2030	80.000									80.000			80.000
4.2.12	RP 20 kV Razdrto	2023-2024	568.200		510.000	40.000					18.200				568.200
4.2.13	RP 20 kV Rožna dolina	2023	8.900		8.900										8.900
4.2.14	RP 20 kV Sela	2025	232.600		2.600		230.000								232.600
4.2.15	RP 20 kV Trebuša	2026	100.000					90.000		10.000					100.000
4.2.16	RP 20 kV Vipava	2032	357.000								7.000			350.000	357.000
4.3	- odkup EDI		0	0											0
5	TP SN/NN - skupaj		40.167.954	0	2.883.419	3.020.758	3.233.566	4.633.948	5.232.917	4.721.407	4.289.152	4.342.866	4.026.225	3.783.698	40.167.954
5.1	- novogradnje		29.053.080		2.130.705	2.191.451	2.312.430	3.601.733	4.128.109	3.554.992	3.075.410	3.063.365	2.665.534	2.329.350	29.053.080
5.2	- rekonstrukcije		10.864.730		727.714	804.306	896.136	1.007.215	1.079.808	1.141.415	1.188.741	1.254.500	1.335.691	1.429.204	10.864.730
5.3	- odkup EDI		250.145		25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.145	250.145
6	NN omrežje - skupaj		133.868.400	0	11.648.520	12.322.561	13.207.142	13.914.273	16.418.280	15.394.229	13.915.374	12.889.322	12.238.256	11.920.445	133.868.400
6.1	- novogradnje		91.357.590	0	9.047.511	9.551.526	10.130.607	10.311.539	12.055.617	10.694.739	9.006.000	7.703.928	6.824.969	6.031.155	91.357.590
6.2	- rekonstrukcije		42.361.410	0	2.586.069	2.756.095	3.061.596	3.587.794	4.347.723	4.684.550	4.894.433	5.170.454	5.398.347	5.874.351	42.361.410
6.3	- odkup EDI		149.400	0	14.940	14.940	14.940	14.940	14.940	14.940	14.940	14.940	14.940	14.940	149.400
7	Sekundarna oprema - skupaj		32.817.848	0	3.420.780	4.762.115	3.379.649	2.307.946	2.236.510	2.567.222	3.156.988	3.552.529	3.667.861	4.206.247	33.257.848
7.1	- novogradnje		7.946.831	0	657.000	688.400	883.000	688.000	688.000	703.039	738.909	776.573	821.411	1.302.499	7.946.831
7.1.1	telekomunikacije - vodi		1.800.000		180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	1.800.000
7.1.2	telekomunikacije - ostalo		1.800.000		180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	1.800.000
7.1.3	izvedba resonančne ozemljitve nevtralne točke		2.540.000		195.000	195.000	390.000	195.000	195.000	195.000	195.000	195.000	195.000	590.000	2.540.000
7.1.4	meritve - ostalo		1.806.831		102.000	133.400	133.000	133.000	133.000	148.039	183.909	221.573	266.411	352.499	1.806.831
			0												0
7.2	- napredna omrežja		24.276.974	0	2.711.834	4.008.782	2.432.105	1.555.987	1.486.498	1.812.691	2.356.846	2.711.315	2.801.809	2.839.107	24.716.974
7.2.1	napredni merilni sistemi		7.810.180		476.834	425.782	467.105	470.987	481.498	687.198	819.520	1.260.419	1.360.419	1.360.419	7.810.180

	GEOGRAFSKO OBMOČJE OSKRBE ELEKTRO PRIMORSKA d.d.	Obdobje izvajanje investicije	Investicijska vrednost	Porabljeno do leta 2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Skupaj 2023- 2032
7.2.2	vođenje, zaštita in meritve		2.000.000		200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	2.000.000
7.2.3	DCV - distribucijski center vodenja (HW in SW) - ADMS	2023-2024	5.318.794		1.000.000	1.000.000	200.000	70.000	90.000	210.493	522.327	735.896	726.390	763.688	5.318.794
7.2.4	avtomatizacija SN(NN) omrežja		650.000		65.000	65.000	65.000	65.000	65.000	65.000	65.000	65.000	65.000	65.000	650.000
7.2.5	razvoj storitev za uporabnike distribucijskega sistema	2023-2025	450.000		50.000	200.000	100.000	100.000							450.000
7.2.6	procesna informatika		550.000		150.000	200.000	100.000	100.000							550.000
7.2.7	projekti pametnih omrežij		1.500.000		150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	1.500.000
7.2.8	nadgradnja hes sistema	2023-2024	208.000		100.000	108.000									208.000
7.2.9	nadgradnja sistema za terenske delavce	2024-2025	540.000			340.000	200.000								540.000
7.2.10	vzpostavitev BigData platforme (digitalizacija)	2023-2032	3.250.000		250.000	100.000	200.000	200.000	500.000	500.000	600.000	300.000	300.000	300.000	3.250.000
7.2.11	sistem za planiranje omrežja		250.000		50.000	50.000	150.000								250.000
7.2.12	sistem za napredno upravljanje sredstev		350.000		100.000	250.000									350.000
7.2.13	infrastruktura za nove OT sisteme		100.000				100.000								100.000
7.2.14	vzpostavitev podatkovne OT strukture - model omrežja				20.000	420.000									440.000
7.2.15	tehnologije za izrabo prožnosti		1.300.000		100.000	500.000	500.000	200.000							1.300.000
7.3	- rekonstrukcije		594.042	0	51.946	64.933	64.544	63.959	62.011	51.492	61.232	64.641	44.641	64.641	594.042
7.3.1	napredni merilni sistemi		434.042		51.946	44.933	44.544	43.959	42.011	31.492	41.232	44.641	44.641	44.641	434.042
7.3.2	telekomunikacije		160.000			20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000		20.000	160.000
8	Dokumentacija, ki (še) ne bremeni objektov skupaj		17.772.031	0	1.453.496	1.597.446	1.438.328	1.617.925	1.495.782	1.602.311	1.810.334	2.314.838	2.296.838	2.144.734	17.772.031
8.1	dokumentacija za objekte SN in NN skupaj		15.707.531		980.996	1.056.446	1.173.328	1.300.925	1.418.782	1.592.311	1.780.334	2.129.838	2.129.838	2.144.734	15.707.531
8.2	RP 20 kV Beli križ	2028-2028	5.000							5.000					5.000
8.3	RP 20 kV Bovec	2023-2024	71.500		60.000	11.500									71.500
8.4	RP 20 kV Cerkno	2024	7.000			7.000									7.000
8.5	RP 20 kV Črni vrh	2024	15.000			15.000									15.000
8.6	RP 20 kV Divača	2026	250.000					250.000							250.000
8.7	RP 20 kV Dobrovo	2023	20.000		20.000										20.000
8.8	RP 20 kV Gračiče	2025	15.000				15.000								15.000
8.9	RP 20 kV Gradišče	2030	5.000									5.000			5.000
8.10	RP 20 kV Grgar	2029	15.000								15.000				15.000
8.11	RP 20 kV Hubelj	2025	5.000				5.000								5.000
8.12	RP 20 kV Kanal	2023	20.000		20.000										20.000
8.13	RP 20 kV Komen	2023	7.500		7.500										7.500
8.14	RP 20 kV Neblo	2029	10.000								10.000				10.000
8.15	RP 20 kV Razdrto	2023	50.000		50.000										50.000
8.16	RP 20 kV Sela	2024	20.000			20.000									20.000
8.17	RP 20 kV Trebuša	2025	20.000				20.000								20.000
8.18	RP 20 kV Vipava	2031	20.000										20.000		20.000
8.19	RTP 110/20 kV Ajdovščina	2023-2024	130.000		30.000	100.000									130.000
8.20	RTP 110/20 kV Cerkno	2023-2026	89.500		60.000	22.500		7.000							89.500
8.21	RTP 110/20 kV Dekani	2023	100.000		100.000										100.000
8.22	RTP 110/20 kV Gorica	2024	30.000			10.000	20.000								30.000
8.23	RTP 110/20 kV Hrpelje	2023-2025	330.000		70.000	160.000	100.000								330.000
8.24	RTP 110/20 kV Idrija	2024-2030	320.000			70.000	70.000					180.000			320.000
8.25	RTP 110/20 KV Ilirska Bistrica	2025	25.000				25.000								25.000
8.26	RTP 110/20 kV Koper	2026-2028	30.000					5.000	20.000	5.000					30.000
8.27	RTP 110/20 KV Lucija	2023-2031	177.000		5.000	5.000		20.000	7.000				140.000		177.000
8.28	RTP 110/20 kV Pivka	2024-2025	50.000			40.000	10.000								50.000
8.29	RTP 110/20 kV Plave	2026-2031	22.000					15.000					7.000		22.000
8.30	RTP 110/20 kV Postojna	2029	5.000								5.000				5.000
8.31	RTP 110/20 kV Sežana	2024	30.000			30.000									30.000
8.32	RTP 110/20 kV Vrtojba	2023-2026	120.000		50.000	50.000		20.000							120.000
8.33	RTP 110/35/20 kV Tolmin	2027	50.000						50.000						50.000
9	Druge neenergetske investicije - skupaj		25.120.743	0	2.626.500	1.922.655	1.943.000	2.707.619	2.043.000	2.217.440	2.814.977	2.869.731	2.935.543	3.040.278	25.120.743
9.1	- novogradnje		22.728.743	0	2.214.500	1.702.655	1.723.000	2.487.619	1.823.000	1.997.440	2.594.977	2.649.731	2.715.543	2.820.278	22.728.743
9.1.1	poslovne stavbe		190.500		56.000	14.500	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	190.500
9.1.2	orodje in mehanizacija		2.642.000		257.000	155.000	155.000	280.000	155.000	300.000	320.000	340.000	340.000	340.000	2.642.000
9.1.3	transportna sredstva		6.230.221		353.500	350.000	550.000	644.619	650.000	679.440	698.433	728.506	760.162	815.560	6.230.221
9.1.4	poslovna informatika		13.636.022		1.545.000	1.180.155	1.000.000	1.545.000	1.000.000	1.000.000	1.558.544	1.563.225	1.597.381	1.646.718	13.636.022
9.1.5	ostalo		30.000		3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	30.000
9.2	- rekonstrukcije		2.392.000	0	412.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	2.392.000
9.2.1	poslovne stavbe		2.392.000		412.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	2.392.000
			0												0
10	SKUPAJ - vse investicije		371.566.571	0	33.606.571	36.200.000	37.200.000	40.000.000	44.200.000	39.600.000	37.600.000	35.600.000	34.000.000	34.000.000	372.006.571

4.9.4 Realizacija investicij in predvidena investicijska sredstva

Tabela 83) Tabela 50: Realizacija investicij za obdobje od leta 2013 do 2020 (ocena za leto 2020) in predvidena investicijska vlaganja za obdobje od leta 2021 do 2030 - zbirno.

	Realizacija								Plan										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022*	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	SKUPAJ 2023-2032
OBJEKTI 110 kV	773.434	882.337	1.683.096	1.675.529	1.571.506	3.640.585	2.928.250	1.465.641	4.066.842	3.487.600	4.870.000	3.600.700	2.793.400	600.000	1.200.000	609.800	700.000	1.869.800	23.798.142
novogradnje	557.272	404.473	1.150.082	0	48.564	189.272	429.452	1.315.641	338.542	200.000	700.000	700.000	0	0	0	0	0	0	1.938.542
rekonstrukcije	216.162	477.864	308.197	1.675.529	1.522.943	3.451.313	2.498.798	150.000	3.728.300	3.287.600	4.170.000	2.900.700	2.793.400	600.000	1.200.000	609.800	700.000	1.869.800	21.859.600
odkup EDI		0	224.817	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SN OBJEKTI	6.392.424	5.713.742	5.558.408	6.032.451	7.886.646	6.798.276	8.844.791	4.738.447	10.390.433	12.107.623	12.361.881	15.851.537	19.213.028	17.218.798	14.702.328	13.363.781	12.161.503	10.818.495	138.189.406
novogradnje	3.373.032	3.187.339	2.601.370	3.000.060	3.799.001	3.095.680	4.525.431	1.738.447	5.677.776	7.640.696	7.827.652	11.578.761	15.034.178	12.883.405	10.174.042	8.820.399	7.499.304	5.787.882	92.924.097
rekonstrukcije	3.019.392	2.493.242	2.887.099	3.029.167	4.075.419	3.614.147	4.165.911	3.000.000	4.538.990	4.337.015	4.406.622	4.145.169	4.051.243	4.206.886	4.399.779	4.415.045	4.533.862	4.901.114	43.935.724
odkup EDI		33.161	69.939	3.224	12.226	88.449	153.450	0	173.667	129.912	127.607	127.607	127.607	128.506	128.506	128.337	128.337	129.500	1.329.585
NN OBJEKTI	2.012.994	2.316.809	1.956.440	2.201.106	2.744.761	3.006.863	2.972.817	2.736.087	11.648.520	12.322.561	13.207.142	13.914.273	16.418.280	15.394.229	13.915.374	12.889.322	12.238.256	11.920.445	133.868.400
novogradnje	429.658	730.713	461.020	815.530	994.683	934.398	842.337	1.036.087	9.047.511	9.551.526	10.130.607	10.311.539	12.055.617	10.694.739	9.006.000	7.703.928	6.824.969	6.031.155	91.357.590
rekonstrukcije	1.583.336	1.529.356	1.495.420	1.385.576	1.750.078	2.022.741	2.107.952	1.700.000	2.586.069	2.756.095	3.061.596	3.587.794	4.347.723	4.684.550	4.894.433	5.170.454	5.398.347	5.874.351	42.361.410
odkup EDI		56.740		0	0	49.724	22.528	0	14.940	14.940	14.940	14.940	14.940	14.940	14.940	14.940	14.940	14.940	149.400
SEKUNDARNA OPREMA	2.957.177	2.247.528	2.593.257	3.165.017	3.157.583	4.272.394	4.047.121	2.726.000	3.420.780	4.762.115	3.379.649	2.307.946	2.236.510	2.567.222	3.156.988	3.552.529	3.667.861	4.206.247	33.257.848
novogradnje	2.652.033	2.104.497	2.214.430	2.847.118	2.852.758	4.100.777	3.939.486	2.626.000	3.368.834	4.697.182	3.315.105	2.243.987	2.174.498	2.515.730	3.095.756	3.487.888	3.623.220	4.141.606	32.663.806
rekonstrukcije	305.144	143.031	378.827	317.898	304.825	171.617	107.634	100.000	51.946	64.933	64.544	63.959	62.011	51.492	61.232	64.641	44.641	64.641	594.042
DOKUMENTACIJA	862.607	1.034.331	1.094.663	1.260.909	1.128.849	1.393.204	1.229.013	892.307	1.453.496	1.597.446	1.438.328	1.617.925	1.495.782	1.602.311	1.810.334	2.314.838	2.296.838	2.144.734	17.772.031
DRUGE NEENERGETSKE INVESTICIJE	1.011.661	3.380.437	3.406.534	2.210.131	2.995.137	2.108.172	3.418.153	3.441.518	2.626.500	1.922.655	1.943.000	2.707.619	2.043.000	2.217.440	2.814.977	2.869.731	2.935.543	3.040.278	25.120.743
novogradnje	839.542	3.065.137	3.382.979	2.148.218	2.512.087	1.985.986	3.015.375	2.841.518	2.214.500	1.702.655	1.723.000	2.487.619	1.823.000	1.997.440	2.594.977	2.649.731	2.715.543	2.820.278	22.728.743
rekonstrukcije	172.119	315.300	23.555	61.913	483.050	122.186	402.778	600.000	412.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	2.392.000
SKUPAJ INVESTICIJSKA VLAGANJA	14.010.297	15.575.184	16.292.398	16.545.142	19.484.482	21.219.494	23.440.144	16.000.000	33.606.571	36.200.000	37.200.000	40.000.000	44.200.000	39.600.000	37.600.000	35.600.000	34.000.000	34.000.000	372.006.571
SKUPAJ NOVOGRADNJE	7.851.537	9.492.159	9.809.881	8.810.926	10.207.092	10.306.113	12.752.081	9.557.693	20.647.163	23.792.059	23.696.364	27.321.905	31.087.294	28.091.314	24.870.775	22.661.945	20.663.036	18.780.921	241.612.777
SKUPAJ REKONSTRUKCIJE	5.296.153	4.958.793	5.093.098	6.470.083	8.136.315	9.382.004	9.283.073	5.550.000	11.317.305	10.665.643	11.922.761	10.917.623	11.474.377	9.762.928	10.775.445	10.479.940	10.896.850	12.929.906	111.142.777



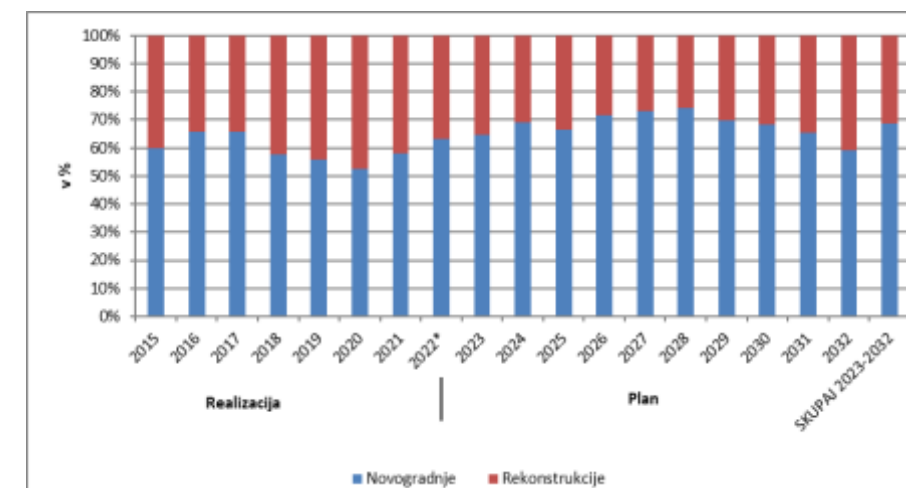
Slika 103) Dinamika realiziranih investicijskih vlaganj v obdobju od leta 2013 do 2020 (ocena za leto 2020) in predvidena investicijska vlaganja v obdobju od leta 2021 do 2030.



Slika 104) Struktura realiziranih investicijskih vlaganj v obdobju od leta 2015 do 2022 (ocena za leto 2022) in predvidenih investicijskih vlaganj v obdobju od leta 2023 do 2032.



Slika 105) Delež novogradenj in rekonstrukcij v realiziranih investicijskih vlaganjih od leta 2015 do 2022 (ocena za leto 2022) in v predvidenih investicijskih vlaganjih v obdobju od leta 2023 do 2032.



Slika 106) Struktura realiziranih investicijskih vlaganj v novogradnje v obdobju od leta 2015 do 2022 (ocena za leto 2020) in predvidenih investicijskih vlaganj v novogradnje v obdobju od leta 2023 do 2032.



Slika 107) Struktura realiziranih investicijskih vlaganj v rekonstrukcije v obdobju od leta 2015 do 2022 (ocena za leto 2022) in predvidenih investicijskih vlaganj v rekonstrukcije v obdobju od leta 2023 do 2032.







4.10 Ocena realizacije načrta razvoja v smislu zagotovitve virov investiranja

Izpolnila: služba za finance EP

V spodnji tabeli so predstavljeni predvideni viri sredstev za financiranje razvojnega načrta T49 (tabele razvojnega načrta).

Tabela 84) Tabela 49a: Ocena možnosti zagotovitve virov financiranja za obdobje od 2023 do 2032 - skupaj (T49a).

Leto	Ocena potrebnih sredstev =T48 (formula)	Zagotovljena sredstva podjetja						
		amortizacija	donos	druga lastna sredstva	sovlaganja	krediti	sredstva EU	Skupaj zagotovljena sredstva
2021	20.000.000	9.074.921		10.313.631			611.448	20.000.000
2022	20.000.000	8.800.745	2.884.890			8.000.000	314.365	20.000.000
2023	20.000.000	7.495.072	4.504.928			8.000.000		20.000.000
2024	23.528.727	8.456.913	4.071.814			11.000.000		23.528.727
2025	23.025.060	8.456.913	4.568.148			10.000.000		23.025.060
2026	22.351.928	8.456.913	3.895.015			10.000.000		22.351.928
2027	23.060.280	8.456.913	4.603.367			10.000.000		23.060.280
2028	23.459.043	8.456.913	4.664.524	3.337.606		7.000.000		23.459.043
2029	24.314.972	8.456.913	4.664.524	4.193.535		7.000.000		24.314.972
2030	25.443.343	8.456.913	4.664.524	5.321.906		7.000.000		25.443.343
Skupaj 2021 - 2030	225.183.353	84.569.129	38.521.734	23.166.677	0	78.000.000	925.813	225.183.353

4.11 Ocena pričakovanih učinkov investicijskih vlaganj

Osnova načrta je izpolnjevanje ciljev, ki smo jih predstavili v pogl. 1.6. S predlagano razširjeno varianto dolgoročno pokrijemo potrebe po ojačitvah distribucijskega omrežja v skladu z napovedmi obremenitve.

S predvidenim razvojnim načrtom bomo zagotovili kakovostno napajanje z električno energijo vsem odjemalcem, ki so trenutno priključeni v omrežje in tistim, ki se bodo vanj še vključili v prihodnje. Pri tem upoštevamo spremembe pretokov moči, ki jih novi razpršeni viri vnašajo v omrežje in spremembo nivojev odjema, ki so predvideni z elektrifikacijo ogrevanja in prometa.

Predviden povečan nivo investiranja v NN omrežje bo pomagal odpravljati prenasočena omrežja, ki jih bomo reševali tako s pospešeno digitalizacijo kot klasičnimi ojačitvami omrežja kot tudi aktivnimi elementi – prožnosto sistema in odjemalcev.

Razvojni načrt je fizično in finančno utemeljen z razvojnimi analizami, ki podrobno določajo potrebno dinamiko investicij v okviru razpoložljivih podatkov o omrežju in stanju v omrežju.

S predvideno razširjeno varianto zagotavljamo možnost razvoja odjema in proizvodnje, ki jo predvideva NEPN. Ta predvideva do leta 2030 vključitev 34.000 električnih vozil, 20.000 toplotnih črpalk 252 MW sončnih elektrarn in 90 MW ¹⁷vetrni elektrarn na področju EP. Slednje bistveno spreminja potreben obseg investicij in s tem dinamiko planiranja in obseg dela v naslednjem obdobju.

Investicijska vlaganja vključujejo investicije, ki omogočajo obratovanje obstoječih in priključevanje novih razpršenih virov na omrežje brez poslabšanja kakovosti električne energije odjemalcem.

Na podlagi prognoze porabe električne energije in koničnih moči, bo omrežje po razširjeni varianti omogočalo konično moč 681 MW in odjem 2.904 GWh električne energije oz. 453 MW konične moči in 2.523 GWh energije v osnovni varianti. Razlika nastane predvsem na odjemu NN, kjer predvidevamo povečanje moči glede na osnovno varianto za 228 MW oz. 381 GWh dodatne energije.

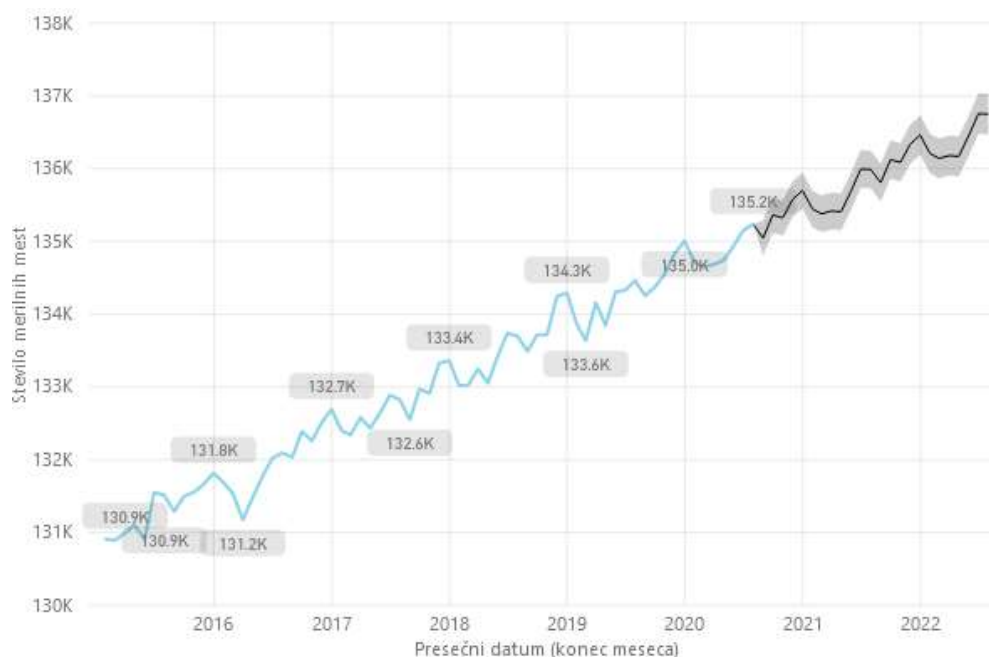
Vetrne elektrarne igrajo posebno vlogo, saj je delež potrebnih ojačitev SN omrežja zaradi vključevanja VE visok in je zaradi naravnih danosti na Primorskem to posebnost, ki že v prvih letih zahteva višji nivo investiranja kljub temu, da se VE zaradi velikosti običajno večinoma vključujejo v 110 kV, ki je na Primorskem večinoma v lasti ELES. V naslednjih letih predvidevamo, da bo večina 110 kV vodov prešlo v njihovo last.



Slika 108) Kratkoročna napoved priključne moči odjemalcev za leto 2021, 2022.

¹⁷ Ocena izvedena iz primerjave izdanih soglasji po moči EP / ELES.

Predvidena je tudi povečava števila novih odjemnih mest priključenih na distribucijsko omrežje:



Slika 109) Porast števila odjemalcev in (osnovna) napoved za prvi dve leti razvojnega načrta.

V prvih dveh letih je razvojni načrt namenjen pokrivanju zaostankov, ki jih imamo pri rekonstrukcijah objektov RTP in RP, pospešujemo kabliranje omrežja, kjer sta ključna razloga kakovost električne energije in vključevanje razpršenih virov.

Po izvedbi osnovnih rekonstrukcij za zagotavljanje letih, pa je tako v osnovni kot razširjeni varianti razvojni načrt naravnani k povečanju rekonstrukcij in novogradenj nizkonapetostnega omrežja, ki ga bo zaradi elektrifikacije prometa ogrevanja in novih vključitev razpršenih virov potrebno pospešiti.

Razvojni načrt bo omogočil razvoj in implementacijo naprednih omrežji. Cilj je olajšati elektrifikacijo odjema in vključevanje proizvodnje z nižjimi stroški ojačitve omrežja in zamikom investicij.

V razvojnem načrtu so predvidena sredstva za pospeševanje digitalizacije razvojne in obratovalne analitike, s katerimi bomo omogočili servise odjemalcem, omogočali osnovne analize omrežja in regulacijo odjema in proizvodnje na osnovi stanja v omrežju. V začetnem obdobju je predvidena predvsem izgradnja modela omrežja, v kasnejšem obdobju pa vizualizacija in vpeljava rezultatov v delovne procese za lažje odločanje. V prvi fazi pričakujemo predvsem pospešitev procesa priključevanja razpršenih virov v omrežje, v drugi fazi pa podporo procesu vpeljave fleksibilnosti in vrednotenja razvojnih načrtov.

V izhodiščnem obdobju bomo z razvojnimi načrtom zagotovili povečanje spoznavnosti SN in NN omrežja in z njo povezano analitiko in poročanje, s katero bomo povečali občutljivost na spremembe v distribucijskem sistemu. Vpeljava slednje bo vplivala predvsem na nivoje načrtovanja v prvih letih, saj bomo lahko s spremljanjem dinamike sprememb in stanja v nizkonapetostnem omrežju postali bolj občutljivi na spremembe v distribucijskem omrežju. V tem kontekstu je potrebno omeniti tudi nadgradnjo centra vodenja distribucijskega sistema DMS in ADMS z naprednimi funkcijami, ki bo z ocenjevalnikom stanja pomembno vplival na povečanje spoznavnosti omrežja, zagotavljal zadostne podatke za pregled obratovalnega stanja, dinamično regulacijo napetostnih profilov in penostavil odpravo napak v distribucijskem omrežju.

EP bo nadaljevala s sodelovanjem pri razvoju pametnih omrežji z zunanjimi partnerji in v tem kontekstu vrednotila učinke pred celovito vpeljavo naprednih omrežji.

S ciljnim vlaganjem v omrežje glede na starost in stanje tehnike bomo s predlaganim razvojnim načrtom izboljšali kazalce kakovosti oskrbe SAIFI in SAIDI in zagotavljali dolgoročno stroškovno učinkovito omrežje glede na zastavljene ekonomske kriterije.

Z razvojnim načrtom bomo dogradili nov RTP Izola 110/20 kV, ki trenutno obratuje kot RP 20 kV in zaradi oddaljenosti povzroča visoke padce napetosti v omrežju in izgube. Objekt je ne glede na napoved ključnega pomena za dolgoročno vzdržnost energetike na Obali, saj bo pomenil pomembno podporno točko za rezervno napajanje in bo kot tak omogočil nadaljnje priključevanje odjema in povečavo obremenitev. Zaradi povečave moči in priključevanja razpršenih virov bo potrebno zgraditi RTP 110/20 kV Hrpelje, saj je ob izpadu glavnega 35 kV daljnovoda rezervno obratovalno stanje problematično.

Med pomembnejšimi objekti je rekonstrukcija stikališča v Ajdovščini in Dekanih, s katerimi bomo obnovili stikališče in zagotovili dologorčno zadostno število celic v stikališču. V RTP Postojna se bo zaradi povečanja obremenitev železnice in predvidenega priključevanja vetrnih elektrarn zamenjalo transformatorja z večjimi enotami.

Pozitiven učinek na omrežje bo imela tudi vgradnja Petrsenovih dušilk, ki bodo prispevale k zmanjšanju števila prekinitev v distribucijskem sistemu v naslednjem obdobju za doseganje višjih nivojev neprekinjenosti napajanja predvsem pri kratkotrajnih prekinitev.

Poleg objektov RTP so predvidene tudi rekonstrukcije stikališč 20 kV, pomembnejši sta predvsem rekonstrukciji RP Bovec, s katerim bomo razdelili zbiralnice na dva dela in s tem omogočili ločevanje podeželskega od mestnega omrežja z novo zgrajenimi kalbovodi in RP Razdrto s katerim bomo olajšali obratovanje in zagotovili smiselno vključitev dvojnega kablovoda, ki bo potreben za povečanje prenosnih zmogljivosti na tem področju.

S povečavo investicij v SN omrežje bomo zagotovili ustrezno kakovost napajanja, povečali prenosno zmogljivost omrežja v skladu z napovedmi in zagotovili ustrezne nivoje neprekinjenosti napajanja z rekonstrukcijo omrežja glede na stanje. Z njimi bomo zagotovili varno obratovanje omrežja v normalnih kot tudi rezervnih obratovalnih stanjih z minimalnimi stroški investiranja glede na izbrano napoved obremenitev.

Pomemben vidik investiranja v SN omrežje po načrtu predstavlja investiranje zaradi vključevanja razpršenih virov. S predlaganim razvojnim načrtom bomo povečali prenosno zmogljivost distribucijskega omrežja za integracijo novih virov. V tem kontekstu je potrebno izpostaviti predvideno kabelsko povezavo Postojna – Razdrto.

Z njo bomo zagotovili dodatne prenosne zmogljivosti za vključevanje manjšega obsega VE na tem področju hkrati pa povečali prenosno zmogljivost vodov do RP Razdrto.

Pospešitev gradnje in kabliranja NNO omrežja je nujna ne glede na varianto. Tako že v osnovni varianti povečujemo dolžino rekonstrukcij zaradi stanja omrežja, v razširjeni pa bistveno povečujemo še ojačitve omrežja, ki so vezane na spremembo energetskega stanja po NEPN. Prav tako je predvideno povečanje števila transformatorskih postaj, s katerimi bomo olajšali povečanje prenosnih zmogljivosti NNO tudi na območjih kjer je s kabliranjem to težje dosežemo.

S predlaganim razvojnim načrtom bomo omogočali razvoj obremenitev brez poslabšanja kakovosti napetosti pri odjemalcih, omogočali varno obratovanje brez prekoračitve načrtovalskih mej obremenitev v omrežju in zagotavljali zadostno rezervo v omrežju za nadaljnje priključevanje odjemalcev in razvoj obremenitev.

Pomen ustrezno dimenzioniranega NN omrežja, pristop k ojačitvam omrežja in uporaba metod aktivnega načrtovanja omrežja in elementov, bo pomembno vplivala na nivoje investiranja in ekonomičnost investicij. Z izboljšanjem podatkovnih skladov in vpeljavo orodji za analitiko omrežja bomo pomembno vplivali na odločanje pri investiranju in natančnejše odločanje v prihodnjih razvojnih načrtih.

5 Sklep

5.1 Sklepna ocena preteklih vlaganj in njihovih učinkov

Investicije v okviru razvojnega načrta v preteklih dveh letih so omogočile vključitev 1400 novih odjemalcev in 47,530 MW dodatne priključne moči. Kot posledica korone in nizkih temperatur je konica v preteklih letih sicer padla iz 303,4 MW na 293,03 MW.

Z vlaganjem v rekonstrukcije nadzemnih in podzemnih vodov SN omrežja smo dosegli izboljšanje kakovosti napajanja z električno energijo in zmanjšanja števila in trajanja prekinitev odjemalcev.

S kabliranjem oz. nadomestitvijo nadzemnega omrežja s podzemnim smo znižali število prekinitev izvodov in izgube v obremenjenih omrežjih.

Z rekonstrukcijo transformatorskih postaj in zamenjavo transformatjev večinoma nižamo izgube v omrežju, padce v nizkonapetostnem omrežju in omogočamo dodatne priključitve odjemalcev na transformatorsko postajo.

Z novogradnjo transformatorskih postaj smo odpravili slabe napetostne razmere v nizkonapetostnem omrežju, omogočili nove priključitve odjemalcev in proizvajalcev v distribucijsko omrežje in zagotavljali ustrezno lokacijo in tip transformatorskih postaj v omrežju. Meritve bodo služile za natančnejše načrtovanje omrežja na osnovi časovnih serij in posledično natančnejši pregled izhodiščnega stanja, omogočilo bo razvoj obratovalnih prijemov, ki so odvisni od stanj v sistemu in izboljšalo natančnost razvojnih odločitev.

Z vlaganji v nizkonapetostno omrežje smo omogočili nove priključitve, izboljšali slabe napetostne razmere in izboljšali stanje nizkonapetostnega omrežja. Vlaganja na tem področju so glede na stanje in pričakovane spremembe nižje od razvojno potrebnih. Slednje se je izkazalo kot kritično predvsem v preteklem dvoletnem obdobju, ko se koncentracije razpršenih virov večajo.

Tudi v preteklem obdobju se nadaljuje pospešena vgradnja napredne merilne infrastrukture. Slednja se je v preteklem obdobju že začela uporabljati za aktivni pregled obratovalnega stanja v omrežju, v prihodnje pa bomo z pospešeno analitiko te funkcije še razširili in tako ključno vplivali na nivoje načrtovanja omrežja in obratovanje sistema.

Cilj vgradnje meritev je poleg obračuna električne energije tudi obratovalna spoznavnost sistema – observabilnost, ki omogoča nove funkcije v okviru funkcionalnosti naprednih omrežji in se je še posebej po instalaciji G3 števecov bistveno povečala. Ključni element je vpogled v napetostne razmere v distribucijskem omrežju.

Pomembni celoviti koraki v preteklih letih k trajnostnemu razvoju distribucijskega omrežja se dogajajo predvsem na področju postopnega zbiranja podatkov za izdelavo modela omrežja, ki bo omogočila vpeljavo napredne analitike.

Na področju novih tehnologij je potrebno izpostaviti zaključek projekta 3Smart, kjer je Elektro Primorska pridobila praktičen vpogled v koncept vpeljave fleksibilnost v povezavi s pametnimi stavbami.

5.2 Sklepna ocena načrtovanih vlaganj in njihovega učinka

V predlaganem razvojnem načrtu smo povzeli ključne temeljne investicije, ki bodo omogočale nadaljnji razvoj obremenitev in zadostno kakovost napajanja odjemalcev tudi v prihodnje ob upoštevanju napovedi za vključevanje razpršene proizvodnje v omrežje in porasta obremenitev (e-mobilnost, toplotne črpalke).

Temelj nadaljnega razvoja bo digitalizacija. Brez slednje, razvoja novih storitev odjemalcem predvsem pa nadgradnja procesa obratovanja in načrtovanja ne bo možna.

Osnova večini bodočih funkcij je digitalni dvojček omrežja, kateremu moramo zaradi potrebe po povečanju spoznavnosti dati večji poudarek. Slednje ne pomeni zgolj vpeljavo ocenjevalnika stanja ampak spekter ostalih funkcionalnosti, ki bodo omogočale razvoj.

Z zgoraj predvidenimi funkcijami naprednih omrežji bomo v kombinaciji s klasičnimi ojačitvami omrežja, ki jih predstavljamo v razvojnem načrtu, lažje zasledovali cilje NEPN.

Zaradi deležnikov, novih tehnologij, kompleksnosti analiz bo potrebno vlagati predvsem nova znanja, ki jih bomo pridobili iz izvedbo notranjih in zunanjih demonstracijskih projektov. Pomembna bodo predvsem znanja naprednega načrtovanja in obratovanja omrežja v kombinaciji s podatkovno analitiko.

Ne glede na uporabo funkcionalnosti naprednih omrežji bo potrebno nadgraditi distribucijsko omrežja s klasičnimi razvojnimi prijemi, kjer z razvojnim načrtom sledimo naslednjim ciljem:

- Povečanje stopnje zanesljivosti napajanja odjemalcev, s povečanjem stopnje zaznankanosti SN omrežij in z zagotovitvijo kriterija (N -1) na čim širšem napajalnem področju.
- Povečati izkoristek novih tehnologij naprednih omrežji v procesu načrtovanja obratovanja za boljši izkoristek obstoječe infrastrukture in pomoč za natančnejše načrtovanje omrežja.
- Omogočanje priključevanje novim odjemalcem in vrstam odjema (toplotne črpalke, elektromobilnost) s povečanjem zmogljivosti vodov (kabliranje SNO in NNO);
- Zmanjšanje števila upadov v distribucijskem omrežju zaradi povečave kratkostičnih moči (Kobarid, Bovec), ločevanje podeželskega in mestnega omrežja in zagotovitev ustreznih kablskih povezav za večje industrijske cone;
- Uvajanje sodobnih tehnološko naprednih elektroenergetskih naprav in rešitev, ki zmanjšujejo izgube (postopna nadgradnja transformacije z novogradnjami in rekonstrukcijami transformatorjev 20/0,4 kV);
- Zmanjšanje števila kratkotrajnih prekinitev zaradi bežnih zemeljskih stikov (vgradnjo resonančnih dušilk v RTP 110/SN).
- Zmanjšanje števila upadov napetosti v omrežju, ki nastanejo kot posledica kratkotrajnih prekinitev z ustrezno ločitvijo mestnih in podeželskih omrežji in zvišanjem kratkostične moči v omrežju.
- Zamenjave dotrajanih drogov in električne opreme v nizko in srednje napetostnih omrežjih za zmanjšanje števila okvar in prekinitev napajanja.
- Izboljšanje starostne strukture omrežja, zmanjšanje števila okvar zaradi lastnih vzrokov in povečanje zanesljivosti ter varnosti obratovanja primarne in sekundarne opreme, zaščite in opreme za vodenje v 110 kV in SN stikališčih v RTP 110/SN (zamenjava zastarele primarne in sekundarne opreme, opreme zaščite in vodenja z modernejšo).
- Zmanjšanje odstotka odjemalcev s slabimi napetostnimi razmerami (gradnja interpoliranih transformatorskih postaj in ojačitve nizkonapetostnih vodov - kabliranje).

- Preprečevanje morebitnih preobremenitev v omrežju in s tem povedanih izpadov zaradi delovanja zaščite.

Če povzamemo, v naslednjem deset letnem obdobju zaradi uveljave strategije NEPN pričakujemo bistveno povečavo pretokov moči v sistemu, kjer pričakujemo ozko grlo prenosnih zmogljivosti večinoma v NN omrežju. Problem nasičenja NN omrežja se je pokazal na področju EP še posebej v začetku leta 2022, glede na trenutne trende pa se priključevanje samooskrb ne bo umirilo. Slednje postavlja visoke zahteve po povečanem investiranju v omrežje.

Eden izmed pomembnih ciljev tega razvojnega načrta je zato povečanje spoznavnosti in posledično razvojne občutljivosti na spremembe v SN in NN omrežju. Slednja bo zaradi bistvene spremembe pretokov moči ključna za doseganje minimalnih vlaganj v distribucijski sistem v prihodnje, saj lahko z nadzorovanim napetostnim profilom dosežemo bistveno večji obseg vključevanja razpršene proizvodnje v omrežje.

Povečava spoznavnosti je neposredno povezana z digitalizacijo družbe, predvsem pa s spremembo delovnih procesov.

Velika pričakovanja v tem kontestu polagamo tudi na vpeljavo fleksibilnosti, ki bi lahko ob ustrezni vpeljavi vplivala na znižanje koničnih obremenitev v sistemu:

- Krmiljenje porabe in proizvodnje in hranilnikov električne energije z EMS;
- Vključevanje sistemskih storitev (fleksibilnosti) energetskih skupnosti v optimizacijo obratovanja distribucijskega sistema;
- Vzpostavitev sistemskih storitev distribucijskega omrežja;
- Prilagajanje (premikanje) porabe električnih vozil, toplotnih črpalk, preostalega gospodinjkega odjema in hranilnikov vključenih v sistem;
- Servisi za dostop do podatkov o odjemu iz napredne merilne infrastrukture, aktivacije in drugi podatkovni spletni servisi za deljenje informacij med odjemalci, ponudniki storitev in stanjem distribucijskega sistema za vzpostavitev trga prožnosti;

Načrt je zastavljen tako, da s predvidenimi ojačitvami omrežja in predvidenimi novimi funkcionalnostmi odgovarja na predviden obseg elektrifikacije odjema in vključevanje nove proizvodnje skladno z energetskimi načrti.

5.3 Sklepna ocena problematike umeščanja objektov v prostor

Pripravili: Miha Bernetič, Jani Čopi, Jurij Janko, Gregor Skrt

Obseg razvojno predvidenih novih objektov in rekonstrukcij je po tem razvojnem načrtu bistveno višji kot v preteklosti, kar povečuje tudi problematiko umeščanja v prostor.

Ob predvideni energetske tranziciji in bistvene povečanju predvidenih vlaganj v NN distribucijsko omrežje bo to ena izmed ključnih omejitev, ki bo vplivala na zmožnost izpolnjevanja naših zavez in ciljev podanih v tem razvojnem načrtu. Problematika je prepoznana kot ključna tudi na evropskem nivoju, saj zgolj z metodami energetske učinkovitosti ne bo možno zagotoviti ustreznega prostora za vključevanje dodatnega odjema in proizvodnje.

Elektro Primorska prostorsko načrtovanje vidi kot ključno oviro pri učinkovitem razvoju distribucijskega omrežja v prihodnosti, saj se klasičnim ojačitvam kljub digitalizaciji omrežja, predvidenimi hranilniki in drugimi aktivnimi elementi ne bo možno v celoti izogniti. Problematika prostorskega umeščanja je prepoznana na evropskem nivoju [20] kot ključni omejevalni faktor energetske tranzicije.

Učinkovito načrtovanje obratovanja s katerim prepoznamo energetske problematiko, temeljito dolgoročno načrtovanje omrežja privede do pravočasne sprožitve procesa izdelave dokumentacije in postopkov umeščanja objektov v prostor. Brez jasnega dolgoročnega planiranja ob tako hitrih prirastih obremenitev učinkovita energetska tranzicija ne bo možna kljub upoštevanju optimizacij, ki izhajajo iz digitalizacije omrežja in optimizacij sistema na osnovi prožnosti.

Naključne vključitve razpršenih virov v omrežje, ki ne omogoča vključitve zaradi energetskih ozkih grl še dodatno pospešuje hitrost potrebnih ojačitev in umeščanje nove infrastrukture v prostor.

Podlaga za navedene postopke izhaja iz prostorske oziroma gradbene zakonodaje. Slednja določa nujnost pridobitve ustrezne dokumentacije, ki jo je potrebno priložiti projektom (projektni dokumentaciji ali dokumentaciji za pridobitev gradbenega dovoljenja za nezahtevne objekte) v postopku pridobivanja gradbenega dovoljenja (GD) .

Z usmeritvijo v kabelsko podzemno omrežje, ki je ekonomsko učinkovito za dolgoročno obvladovanje energetskih razmer s predvideno stopnjo elektrifikacije in razpršenih virov v omrežju je v nekaterih primerih umeščanje objektov v prostor še toliko težje, saj zahteva izdatne posege v prostor in reševanje zatečenega stanja, ki ponekod ne omogoča optimizacij zaradi zasičenja prostora.

Rešitve vidimo predvsem v poenostavitvi zakonodaje, ki bo omogočala lažje umeščanje objektov v prostor.

5.4 Sklepna ocena načrta razvoja za naslednje desetletno obdobje s poudarkom na prvi dve leti

Načrt razvoja distribucijskega omrežja električne energije za obdobje 2023 – 2032 za področje Elektro Primorske d.d. je nastal na osnovi zadnjih dognanj in razvojnih študij omrežja, ki smo jih izvedli sami ali z zunajimi partnerji. Pomembno vlogo pri oblikovanju načrta predstavljajo usklajena vlaganja v digitalizacijo in ojačitve hrbtničnega omrežja za zagotavljanje nemotene energetske tranzicije, ki je pred nami.

Ključne spremembe na področju razvoja se dogajajo v nizkonapetostnem omrežju, kar se izraža na večjih potrebah po investicijah. S predlaganim razvojnim načrtom bomo lahko izvajali potrebne ojačitve omrežja, ki so potrebne za izpolnjevanje okoljskih zavez elektrifikacije ogrevanja, prometa in vključevanja samooskrb v omrežje. Obseg investicij je podan glede na napoved, ki izhaja iz ciljev NEPN.

Na drugi strani je pred nami sprememba tarifnega sistema, katerega vpliv na obremenitve trenutno še ni možno v celoti ovrednotiti. Gotovo bo delno privedlo k znižanju obremenitev v sistemu. Napovedi in vplivi na obremenitve pa so trenutno še neznani. Soočamo se torej z negotovimi napovedi tako na področju napovedi odjema kot tudi proizvodnje.

Načrtovanje omrežja ima štiri ključne temelje: prepoznavo trenutnega stanja, napoved bodočega stanja v omrežju, določitev tehniških rešitev – variant in primerjalno ekonomsko analizo v življenjski dobi vgrajenega elementa. Hitre energetske spremembe v omrežju zahtevajo digitalizacijo tega procesa, saj le tako lahko učinkovito, pravočasno in natančno odgovarjamo na hitre energetske spremembe.

Zaradi prepoznavne te problematike v razvojnem načrtu že vrsto let spodbujamo pospešitev procesa digitalizacije in modeliranja, ki nam ob tako hitrih prirastih obremenitev omogoča natančnejše načrtovanje omrežja, lažje vključevanje razpršenih virov, pravočasno prepoznavo nasičenih omrežji s povečano spoznavnostjo in izrabo prožnosti. Osnova je izgradnja digitalnega dvojčka omrežja. Le na tak način bomo lahko pravočasno prepoznali ključne potrebe v omrežju in optimizirali naše delovanje. V izogib velikim stroškom ojačitve omrežja moramo pozabiti na koncept načrtovanja po konceptu zgradi in pozabi eng. »fit and forget«. Prevzem večjih tveganj pri izgradnji omrežja lahko prevzamemo le z natančnejšim poznavanjem omrežja in stanja v omrežju.

Velikokrat rešitev ponuja že učinkovitejša obratovanje omrežja in prav tu bo potrebno v prihodnje več postoriti, saj prav tu najbolj zaostajamo. Problem ni zanemarljiv. Od njega je močno odvisna učinkovitost prihodnjih odločitev. Problem vpeljave pa je v časovni izvedbi.

Spremljanje dogajanja v NN omrežju eng. »Low voltage monitoring« [25] postaja temelj za spremljanje stanja v številnih NN omrežjih, kjer z ročnim pregledom podatkov ali z analizo preteklih dogodkov ne moremo prepoznati kritičnih stanj. Prepoznavna zasičenih NN omrežji, neustrezno nastavljenih regulacijskih postrojev, asimetrij v omrežju pripomore k boljši oceni izhodiščnega stanja, potrebno pa je, da se ugotovitve iz teorije in apliciranih algoritmov za odkrivanje neustreznih stanj pretvorijo v delovne procese, ki nanje odgovarjajo z rešitvami. Med njimi je tudi razvojni proces ojačitve omrežji.

V tem razvojnem načrtu je na osnovi digitalne strategije podjetja vključen tudi razvoj analitske platforme z agregacijo podatkovnih virov za obratovanje in načrtovanje omrežja in aktivno vodenje [23], ki bo pripomoglo k večjemu izkoristku omrežja.

Razvojni načrt vključuje večino strateških projektov družbe. Dva ključna strateška projekta, ki imata kot osnovo študije omrežja in optimizacijo omrežja na osnovi študij zanesljivosti sta: kabliranje in zankanje omrežja. Slednja sta bila za Slovensko distribucijo v okviru študij utemeljena v študijah [10] [12]. Posamezne ciljne investicije v kabliranje in zankanje iz teh programov so utemeljene v

posameznih študijah REDOS [4] [5] [6] [7] ki jih skupaj s partnerjem EIMV pripravljamo v razvoju in temeljijo na tehnološko-ekonomski smiselnosti vzpostavitve tovrstnih povezav.

Predvidevamo, da se bo z razvojem umetne inteligence in širitve podatkovnih virov optimiziral tudi nabor rešitev, ki prihaja iz dolgoročnega načrtovanja SN omrežja.

Največjo omejitev za realizacijo tega razvojnega načrta, predstavlja problematika umeščanja objektov v prostor in zmožnost realizacije predvidenega števila ojačitev, ki je predviden v tem razvojnem načrtu. Gre za bistveno večji obseg dela kot je bil v preteklosti, zato je ključen pravočasen pristop in optimizacija delovnih procesov, tudi razvojnega procesa, ki lahko glede na podatkovne vire pravočasno sproži proces razvoja omrežja.

Ocenjujemo, da za realizacijo 10 letnega načrta razvoja potrebujemo 372 mio €. Ocena potrebnih razvojnih sredstev na evropskem nivoju je od 375 do 425 bilijonov € do leta 2030, predvsem v primarno distribucijsko infrastrukturo (vir Eurelectric). V visoki oceni potrebnih ojačitev distribucijskega omrežja torej nismo sami.

Med razvojnimi variantami je potrebno upoštevati tudi prožnost. Slednje ni možno obravnavati s statičnimi metodami ampak dinamičnimi simulacijskimi metodami t.i. kvazi dinamičnimi analizami na osnovi zbranih meritev. Ključni razlog za to je, da baterijskih hranilnikov in regulacijskih postrojev ne moremo simulirati v enem samem časovnem (kritičnem) preseku. Prožnost omrežja (regulatorjev in napetostnega profila), regulacija hranilnikov električne energije, fleksibilnost proizvodnje in odjema bodo postali del nabora rešitev, ki bo dopolnjevala klasične ojačitve omrežja. Pomembne bodo še posebej tam, kjer z tovrstno rešitvijo posežemo v izkoriščenost obstoječega omrežja in s tem podaljšamo izkoriščenost omrežja. Ponekod nas bo k temu postopno prisililo dejstvo, da se ojačitev povsod ne da izvesti in bo tovrstne rešitve potrebno uporabiti za obstoj in ustrezno delovanje omrežja. Primer je prehod na e-mobilnost, kjer se prav z vodenjem polnilne infrastrukture lahko bistveno zniža vpliv na omrežje.

Potrebujemo orodja za preverjanje razvojnega potenciala (ekonomske in tehnične zadostnosti) teh rešitev in orodja za aktivno vodenje. Pri uvedbi prožnosti ne smemo pozabiti na komunikacijo z odjemalcem. Sodelovanje z odjemalcem, deljenje informacij o odjemu in dvosmerna komunikacija z elementi prožnosti bodo v prihodnje igrale pomembno vlogo [17] [22] [25]. Zato je urejanje osnovnih podatkovnih skladov (npr. povezlivosti odjemalca z grafom omrežja) ključnega pomena.

Razvoj tehnologije se širi predvsem na področjih umetne inteligence, ki ga lahko s pridom izkoristimo pri optimizaciji številnih področji. Pri uvedbi teh algoritmov je pomembna predvsem zaloga preteklih vrednosti na osnovi katere se algoritem lahko nauči sam odločati. Algoritmi umetne inteligence so lahko v veliko pomoč še posebej pri kompleksnih optimizacijskih odločitvah s katerimi se soočamo v distribucijskem sistemu.

Pomemben sistem, ki bo omogočil aktivno obratovanje in spoznavnost bo uvedba ADMS za aktivno vodenje in načrtovanje obratovanja omrežja ob vedno večji dinamiki sprememb v omrežju, ki mora vključevati tudi stanje aktivnih virov v omrežju. Pri tem je potrebno omeniti DERMS, s katerim lahko v rezervnih obratovalnih stanjih obvladujemo vplive razpršenih virov na omrežje in jo lahko tudi štejemo med osnovne funkcije prožnosti.

V naslednjem obdobju nas čakajo povečana vlaganja v primarno infrastrukturo. Pomembno je, da na posameznem področju sledimo ciklom zamenjav primarne infrastrukture, ki jo narekuje tehnična življenjska doba, slednjo pa z obnovami vzdržujemo do mej ekonomske smotrnosti vzdrževanja. Tudi na tem področju bo nujno potreben podroben vpogled v stanje, ki izhaja iz pregledov in merjenih podatkov sistema.

Kljub relativno nizkim izgubam, ki smo jih v zadnjem času v omrežju dosegli je potrebno z znižanjem izgub še nadaljevati. Investicije, ki so načrtovane v naslednjem obdobju bodo pripomogle tudi k relativnemu znižanju izgub. Z izravnavo dnevnega diagrama, ki je predviden kot posledica uvedbe

prožnosti lahko pričakujemo večje izgube v prihodnje in večjo vlogo, ki jo bodo te igrale pri odločanju o novih investicijah, še posebej v primeru priključevanja e-mobilnosti.

Ključni objekt v naslednjem obdobju bo gotovo izgradnja RTP Izola 110/20 kV. Zaradi visokih porastov so prav v Izoli modelsko največji relativni padci napetosti in izgube energije v SN omrežju na Primorskem. Podobno, je v izogib preobremenitvam transformacije potrebno nadgraditi RTP Hrpelje 110/20 kV. Zaradi beleženih hitrih porastov na področju, postaja to ena izmed ključnih energetskega ozkih grl, ki bi lahko ob povečavi obremenitev (tudi tranzitne e-mobilnosti) lahko omejevala nove priključitve v omrežje. Zaradi prenizkih prenosnih zmogljivosti smo v let 2022 bili primorani izdati nižje priključne moči novim odjemalcem.

Stikališča 20 kV se bodo še naprej obnavljala skladno s cikli obnove in oceno stanja. Pomembna bo predvsem predelava 20 kV stikališča RP Bovec in RP Razdrto. Z RP Bovec bomo uredili strukturo dvojnega napajalnega kabla do Bovca, ki bo omogočila manjše vplive na industrijo v Bovcu, s kabli do RP Razdrto pa bomo delno povečali prenosne zmogljivosti za priključevanje razpršenih virov na tem področju.

Posebnost načrta Elektra Primorska je v tem, da imamo poleg pričakovanega porasta SE predvidene tudi nove vključitve VE. Tako je že v prvem obdobju predvidena izgradnja novega voda Postojna – Razdrto, s katerim bomo zagotovili ustrezno napajanje odjemalcem na področju Razdrtega in omogočili vključevanje VE.

Od nas razvoj odjema zahteva hitre prilagoditve dosedaj uveljavljenih praks (npr. izdaja soglasji za priključitev), spremembo načinov dela, nova znanja in spremembo obsega dela. Povečan obseg gradnje, digitalizacija, vgradnja aktivnih elementov s krajšo življenjsko dobo bo prinesla tudi povečan obseg dela na katerega moramo računati.

Brez rešitev, ki jih k nam prinaša digitalizacija, bi bilo potrebnih ojačitev in obsega dela še bistveno več, kot je predvideno v tem razvojnem načrtu.

Literatura

- [1] Kriteriji načrtovanja razvoja distributivnih omrežji I. del, Elektroinštitut Milan Vidmar, Štud. št. 1371, Ljubljana, 1997,
- [2] Kriteriji načrtovanja razvoja distributivnih omrežji II. del, Elektroinštitut Milan Vidmar, Štud. št. 1488, Ljubljana, 2000,
- [3] REDOS 2045: Razvoj elektrodistribucijskega omrežja Elektro Primorska, Razvoj porabe električne energije in koničnih obremenitev na območju Elektro Primorska (Študija št. 2525/1), Elektroinštitut Milan Vidmar, 2021,
- [4] REDOS 2045: Razvoj elektrodistributivnega javnega podjetja Elektro Primorska – Zgornje Posočje in idrijsko – cerkljanska regija (Štud. št. 2525/2), REDOS 2045, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana, 2021,
- [5] REDOS 2045: Razvoj elektrodistributivnega javnega podjetja Elektro Primorska – Spodnja Soška dolina, Goriško in Vipavsko (Štud. št. 2525/3), , Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana, 2022,
- [6] REDOS 2045: Razvoj elektrodistributivnega podjetja Elektro Primorska – Notranjsko – Kraško območje, (Štud. št. 2525/4), Elektroinštitut Milan Vidmar, Štud. št. 2303/4 Ljubljana, 2022,
- [7] REDOS 2045: Razvoj elektrodistributivnega javnega podjetja Elektro Primorska – Slovenska obala in Istra, (Štud. št. 2525/5), Elektroinštitut Milan Vidmar, 2021,
- [8] Preverjanje pogojev za obratovanje razpršenih virov in vpliva njihovega obratovanja na kakovost dobavljene električne energije, Štud. št. 1806, EIMV, Ljubljana 2007,
- [9] Model ekonomskega vrednotenja investicij v 10 letnih načrtih razvoja distribucijskega omrežja, Elektroinštitut Milan Vidmar, Štud. št. 1842, Ljubljana 2007,
- [10] Optimiranje struktur SN omrežji, Elektroinštitut Milan Vidmar, Štud. št. 1733, Ljubljana 2005,
- [11] Optimiranje strukture 110 kV omrežja in koncepta 110 kV stikališč v distribucijskih razdelilnih transformatorskih postajah, Elektroinštitut Milan Vidmar, Štud. št. 1856, Ljubljana 2011,
- [12] Optimiranje struktur podeželskih SN omrežji v luči postopnega kabliranja nadzemnega omrežja, Elektroinštitut Milan Vidmar, Štud. št. 1824, Ljubljana 2008,
- [13] SONDO - Sistemska obratovalna navodila za distribucijsko omrežje električne energije - (Ur.l. RS, št. 7/2021),
- [14] Kriteriji načrtovanja SN in NN omrežja v smislu vključevanja in obratovanja razpršenih virov električne energije Študija EIMV št.: 2240. Ljubljana, 2014,
- [15] Načrt uvedbe naprednega merilnega sistema v elektrodistribucijskem sistemu slovenije, SODO, Maribor, julij 2016;



- [16] Posodobitev nacionalnega programa pametnih omrežji, Študija št.: 2444, EIMV, Ljubljana, november 2020;
- [17] Grid observability for Flexibility, E.DSO – European Distribution System Operators, June 2022;
- [18] Low Voltage Multi-Stage Network Expansion Planning Under Uncertainty: a Bilevel Evolutionary Optimization Approach, Michiel Nijhuis;
- [19] Vpliv povečanja odjema in razpršenih virov na obratovanje nizkonapetostnih distribucijskih omrežjih, Univerza v Ljubljani Fakulteta za elektrotehniko, Ljubljana 2022;
- [20] RES Permitting, Eurelectric Statement, October 2020.
- [21] Digitalisation of Energy Flexibility, ENTEC , May, 2022.
- [22] Grid observability for Flexibility, E.DSO, Junij 2022.
- [23] Osvežitev IT/OT strategije 2022-2026 Elektro Primorska, Blueprint Energy Solutions GmbH (BPE), April 2022.
- [24] EU action plan on digitalising the energy system, European Commision, Strassburg 18.10.2022.
- [25] Monitoring and Control of LV networks, CIRED, WG 2019-5, September 2021.
- [26] Distribution Network Planning Considering Capacity Mechanisms and Flexibility, Manuel Alejandro Álvarez Pérez, Skellefteå, Sweden.

