



**SISTEMSKI OPERATER DISTRIBUCIJSKEGA
OMREŽJA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO, d.o.o.**



**NAČRT RAZVOJA DISTRIBUCIJSKEGA OMREŽJA
ELEKTRIČNE ENERGIJE V REPUBLIKI SLOVENIJI
ZA DESETLETNO OBDOBJE OD LETA**

2011 DO 2020

MARIBOR, APRIL 2011



REPUBLIKA SLOVENIJA
MINISTRSTVO ZA GOSPODARSTVO

Kotnikova 5, 1000 Ljubljana

T: 01 400 36 00, 01 400 33 11

F: 01 400 10 31

E: gp.mg[[@](mailto:gp.mg@gov.si)]gov.si

www.mg.gov.si

Številka: 360-87/2010-20
Ljubljana, 17.05.2011

Na podlagi 14. člena v zvezi z 18. členom Energetskega zakona (Uradni list RS, št. 27/07 – uradno prečiščeno besedilo, 70/08 in 22/10) in 30. člena Zakona o državni upravi (Uradni list RS, št. 113/05 - uradno prečiščeno besedilo, 126/07 – ZUP-E in 48/09) izdaja Ministrstvo za gospodarstvo naslednje

SOGLASJE

k

Načrtu razvoja distribucijskega omrežja električne energije v Republiki Sloveniji za desetletno obdobje od leta 2011 do 2020

Izda se soglasje k Načrtu razvoja distribucijskega omrežja električne energije v Republiki Sloveniji za desetletno obdobje od leta 2011 do 2020 podjetja SODO d.o.o., Minařikova ulica 5, 2000 Maribor, z dne 4.05.2011.

Obrazložitev:

SODO d.o.o., Minařikova ulica 5, 2000 Maribor, je kot izvajalec dejavnosti systemskega operaterja distribucije električne energije na podlagi 18. člena Energetskega zakona zavezan izdelati vsaki dve leti načrt razvoja omrežij, ki mora biti sestavljen za najmanj deset let in usklajen z nacionalnim energetskim programom. V skladu s 14. členom Energetskega zakona ga predloži ministru, pristojnemu za energijo v soglasje. Soglasje temelji na ocenah določb 53. člena Energetskega zakona.


SODO d.o.o. je v skladu z 18. členom Energetskega zakona dne 4.05.2011 predložil Ministrstvu za gospodarstvo Načrt razvoja distribucijskega omrežja električne energije v Republiki Sloveniji za desetletno obdobje od leta 2011 do 2020, iz katerega je razvidno, da načrtovani projekti v distribucijskem omrežju zagotavljajo cilje dolgoročnega zanesljivega, varnega in učinkovitega delovanje, ter da so upoštevane dolgoročne stopnje rasti porabe in proizvodnje električne energije in tak tehnološki razvoj omrežja, ki omogoča napredno ravnanje z energijo.

Iz predloženega načrta je tudi razvidno, da je pri snovanju posameznih investicijskih posegov upoštevana skrb za okolje in prostor ter da je vsebina razvojnega načrta v celoti skladna z usmeritvami Nacionalnega energetskega programa. Systemski operater distribucijskega omrežja mora pri doseganju zastavljenih ciljev s projekti iz Načrta razvoja distribucijskega omrežja električne energije v Republiki Sloveniji od leta 2011 do 2020 upoštevati sprejete regulatorne pogoje.

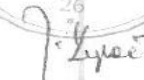
Na podlagi navedenega Ministrstvo za gospodarstvo, kot ministrstvo, pristojno za energijo, podaja soglasje k predloženemu razvojnemu načrtu.

Vročiti:

- SODO d.o.o., Minařikova ulica 5, 2000 Maribor
- Spis, tu


mag. Darja Radic
MINISTRICA







**SISTEMSKI OPERATER DISTRIBUCIJSKEGA
OMREŽJA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO, d.o.o.**

**NAČRT RAZVOJA DISTRIBUCIJSKEGA OMREŽJA
ELEKTRIČNE ENERGIJE V REPUBLIKI SLOVENIJI
ZA DESETLETNO OBDOBJE OD LETA
2011 DO 2020**

**Direktor:
mag. Matjaž VODUŠEK**

Maribor, april 2011

Predgovor

Distribucijsko omrežje električne energije je eden izmed ključnih členov v verigi oskrbe z električno energijo, saj povezuje prenosno omrežje električne energije s končnimi uporabniki električne energije.

Družba SODO d.o.o. skupaj s pogodbenimi izvajalci nalog gospodarske javne službe sistemski operater distribucijskega omrežja z električno energijo zagotavlja varno in učinkovito distribucijo električne energije več kot 900.000 uporabnikom distribucijskega omrežja na ozemlju Republike Slovenije.

V luči odprtega trga z električno energijo in zastavljenih ciljev na področju energetske in podnebne politike v smislu prehoda na nizkoogljično družbo je distribucijsko omrežje izpostavljeno novim prelomnim izzivom.

Tako je v prihodnosti pričakovati integracijo večje količine energije iz razpršenih proizvodnih naprav, priključenih na distribucijsko omrežje, več aktivnega sodelovanja med posameznimi udeleženci na trgu z električno energijo, predvsem v smislu upravljanja z energijo ter postopno prestrukturiranje uporabe energentov v smislu prehoda na večjo uporabo električne energije.

Za zagotavljanje kakovostne oskrbe z električno energijo, bo potrebno zagotoviti ustrezno osnovno infrastrukturo (elektroenergetski vodi, transformatorske postaje, razdelilne transformatorske postaje) in jo nadgraditi z novimi tehnologijami, ki se bodo odražale v koristih za uporabnike omrežja.

Za realizacijo investicij v načrtu razvoja omrežja in dosego ciljev, ki so z načrtom razvoja omrežja opredeljeni, mora država zagotoviti ustrezno podporno okolje s poudarkom na zadostnih finančnih virih, kar v zadnjem obdobju predstavlja največjo oviro pri realizaciji načrta razvoja.

Namen dokumenta je seznanitev vseh obstoječih in potencialnih uporabnikov distribucijskega omrežja s trenutnim stanjem omrežja in z njegovim predvidenim razvojem v naslednjem desetletnem obdobju od leta 2011 do 2020.

10 letni načrt razvoja je konceptualno en sam dokument za celotno območje Republike Slovenije in ga je izdelal SODO d.o.o.. Podrobnejše informacije o omrežju in razvoju omrežja na posameznih geografskih območjih oskrbe z električno energijo lahko zainteresirana javnost pridobi pri posameznem izvajalcu nalog sistema operaterja distribucijskega omrežja z električno energijo na njegovem geografskem območju oskrbe.

Kazalo

1	OPREDELITEV NAČRTA RAZVOJA.....	1
1.1	Izhodišča načrta razvoja	1
1.2	Prostorski razvoj distribucijskega omrežja	6
1.3	Kriteriji načrtovanja in uporabljena metodologija načrtovanja	6
1.3.1	Kriteriji načrtovanja distribucijskega omrežja električne energije	7
1.3.2	Metodologija načrtovanja.....	12
1.4	Uporabljen sklad podatkov.....	14
1.5	Cilji načrta razvoja omrežja	15
2	ENERGETSKE OSNOVE.....	16
2.1	Analiza porabe električne energije in obremenitev v preteklem obdobju	16
2.1.1	Analiza porabe.....	16
2.1.2	Analiza obremenitev z konično močjo	20
2.1.3	Analiza izgub v distribucijskem omrežju	23
2.1.4	Sezonska premaknitev porabe in koničnih obremenitev	23
2.2	Napoved porabe električne energije in moči	24
2.3	Razpršena proizvodnja električne energije	27
2.3.1	Dosedanji obseg razpršene proizvodnje električne energije	27
2.3.2	Pričakovani obseg vključevanja razpršene proizvodnje električne energije	28
2.3.3	Vpliv razpršene proizvodnje na energetske razmere v distribucijskem omrežju	29
2.4	Električna vozila.....	31
3	OPIS OBSTOJEČEGA STANJA OMREŽJA, OBRATOVANJA OMREŽJA IN KAKOVOSTI.....	32
3.1	Obratovalne značilnosti omrežja	32
3.2	Stanje omrežja in njegovih elementov	33
3.3	Analiza delovanja distribucijskega omrežja in statistika dogodkov za minulo obdobje	40
3.4	Kakovost obratovanja omrežja ter oskrbe odjemalcev	40

3.4.1	Neprekinjenost napajanja	41
3.4.2	Kakovost napetosti	44
3.4.3	Komercialna kakovost	48
4	RAZVOJNI NAČRT	49
4.1	Analiza realizacije investicijskih vlaganj v preteklem obdobju	49
4.2	Razvoj in investicijska vlaganja v elektrodistribucijsko infrastrukturo	49
4.2.1	Visokonapetostno (VN) 110 kV omrežje	50
4.2.2	Razdelilne transformatorske postaje 110 kV/SN	52
4.2.3	Razdelilne postaje RP na srednji napetosti	53
4.2.4	Sredjenapetostno (SN) omrežje	54
4.2.5	Transformatorske postaje (TP) SN/0,4 kV	54
4.2.6	Nizkonapetostno (NN) omrežje	55
4.3	Razvojne usmeritve po posameznih tehnoloških področjih.....	56
4.3.1	Razvoj sistemov obratovanja SN omrežja.....	56
4.3.2	Vodenje obratovanja.....	59
4.3.3	Telekomunikacijsko omrežje	60
4.3.4	Števnice meritve in napredni sistemi merjenja	60
4.3.5	Uvajanje koncepta SmartGrids v distribucijsko omrežje	63
4.3.6	Razvoj omrežja zaradi napajanja posebnih odjemalcev (nelinearni porabniki)	64
4.3.7	Druge načrtovane investicije	65
4.4	Ocena potrebnih finančnih sredstev za realizacijo načrta razvoja	65
4.5	Ocena pričakovanih učinkov investicijskih vlaganj	69
5	SKLEP	72
5.1	Sklepna ocena preteklih vlaganj in njihovih učinkov	72
5.2	Sklepna ocena problematika umeščanja objektov v prostor.....	73
5.3	Sklepna ocena načrtovanih vlaganj in njihovega učinka	74
	KAZALO TABEL.....	76
	KAZALO SLIK.....	77
	SEZNAM KRATIC IN OKRAJŠAV	79

VIRI 81

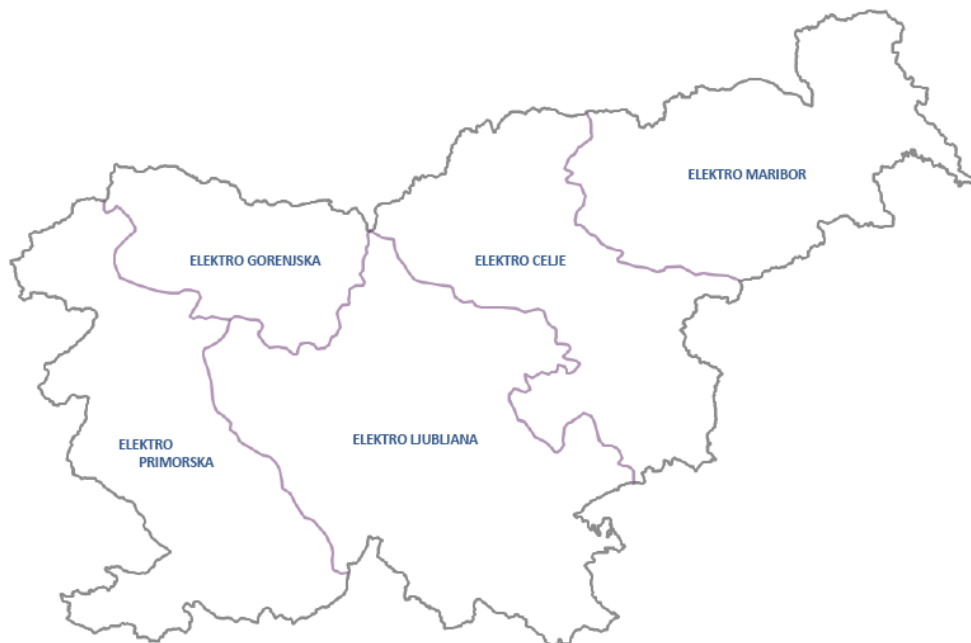
1 OPREDELITEV NAČRTA RAZVOJA

1.1 Izhodišča načrta razvoja

Zahteva za izdelavo 10 letnega načrta razvoja distribucijskega omrežja električne energije je postavljena v 18. členu Energetskega zakona (Ur.l. RS, št. 27/07 – uradno prečiščeno besedilo, 70/08 in 22/10; v nadaljevanju: Energetski zakon). Sistemski operater distribucijskega omrežja električne energije vsaki dve leti izdelava načrt razvoja omrežja za obdobje 10 let in ga uskladi z nacionalnim energetskega programom.

SODO d.o.o. (v nadaljevanju: SODO) ima na podlagi Uredbe o koncesiji gospodarske javne službe dejavnost sistemskega operaterja distribucijskega omrežja električne energije (Ur. l. RS, št. 39/07) in koncesijske pogodbe od 1. 7. 2007 na celotnem območju Republike Slovenije izključno pravico opravljati gospodarsko javno službo dejavnost sistemskega operaterja distribucijskega omrežja električne energije.

Na podlagi koncesijske pogodbe je SODO z distribucijskimi podjetji, ki so lastniki elektrodistribucijske infrastrukture (v nadaljevanju: pogodbeni izvajalci nalog SODO), sklenil pogodbe o najemu elektrodistribucijske infrastrukture in izvajanju storitev za sistemskega operaterja distribucijskega omrežja električne energije (v nadaljevanju pogodba o najemu). Na področju razvoja in načrtovanja elektroenergetske infrastrukture so pogodbeni izvajalci nalog SODO prevzeli obveznost izdelave predlogov 10 letnega načrta razvoja elektrodistribucijske infrastrukture za svoje geografsko območje oskrbe z električno energijo.



Slika 1: Osnovni prikaz geografskih območij oskrbe z električno energijo

10 letni načrt razvoja je konceptualno en sam dokument za celotno območje Republike Slovenije in ga je izdelal SODO na podlagi vhodnih podatkov, ki so jih zagotovili izvajalci nalog SODO. Podrobnejše informacije o omrežju in razvoju omrežja na posameznih geografskih območjih oskrbe z električno energijo lahko zainteresirana javnost pridobi pri posameznem izvajalcu nalog SODO na njegovem geografskem območju oskrbe.

Pri izdelavi 10 letnega načrta razvoja distribucijskega omrežja električne energije so za izhodišča upoštevane zahteve, ki izhajajo iz veljavnih pravnih aktov in dokumentov, ki urejajo področje energetike, elektroenergetike in distribucijo električne energije, kjer so vključene tudi zahteve in usmeritve iz direktiv in predpisov Evropske skupnosti s področja oskrbe z energijo in rabe energije.

Krovni zakonski dokument, ki ureja področje elektroenergetike je Energetski zakon. Energetski zakon opredeljuje načela, elemente in pripravo energetske politike. Cilj energetske politike je zagotavljanje pogojev za varno in zanesljivo oskrbo uporabnikov z energetske storitvami po tržnih načelih in načelih trajnostnega razvoja ob upoštevanju njene učinkovite rabe, gospodarne izrabe obnovljivih virov energije ter pogojev varovanja okolja.

Z Energetskim zakonom so se v pravni red Republike Slovenije prenesle tudi naslednje direktive Evropske skupnosti s področja oskrbe z električno energijo:

- Direktiva 2009/28/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 23. aprila 2009 o spodbujanju uporabe energije iz obnovljivih virov;
- Direktiva 2009/72/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. julija 2009 o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo;
- 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 2006/32/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 5. 4. 2006 o učinkovitosti rabe končne energije in energetske storitvah.

Izhodišča načrta razvoja postavljata 14. in 18. člen EZ:

- minister pristojen za energijo predpiše elemente planiranja za izdelavo 10 letnih razvojnih načrtov;
- sistemski operater distribucijskega omrežja električne energije izdela vsaki dve leti načrt razvoja omrežja;
- načrt razvoja omrežja se izdela za obdobje najmanj 10 let;
- načrt razvoja omrežja mora biti usklajen z nacionalnim energetske programom.

Zahtevano vsebino razvojnega načrta in elemente planiranja za izdelavo načrta razvoja je podalo ministrstvo za gospodarstvo z dopisom št. 360-87/2010-3 z dne 24. 6. 2010.

Ključni strateški dokument razvoja energetike v Sloveniji je Nacionalni energetski program (v nadaljevanju: NEP). V 10 letnem načrtu razvoja za obdobje 2011-2020 so upoštevani zastavljeni cilji

energetske politike v Sloveniji, kot so navedeni v predlogu novega Nacionalnega energetskega načrta (v nadaljevanju: NEP). Novi NEP sledi osnovnim smernicam energetske politike, ki jih določa Energetski zakon in gradi na predhodnem nacionalnem energetskega programu (Resolucija o Nacionalnem energetskega programu, Ur.l. RS št. 57/2004, v nadaljevanju: ReNEP), v katerem so bili prednostni cilji energetske politike v Sloveniji oblikovani usklajeno s strateškimi usmeritvami na področju energetike v EU in so bili: izboljšanje zanesljivosti oskrbe, konkurenčnosti in zmanjšanja vplivov na okolje.

Za obdobje do leta 2030 so zastavljeni cilji energetske politike v Sloveniji:

- povečanje strateške in obratovalne zanesljivosti oskrbe z energetske storitvami;
- zagotavljanje konkurenčnosti gospodarstva ter razpoložljive in dostopne energije oz. energetske storitev;
- spodbujanje okoljske trajnosti in boj proti podnebnim spremembam;
- zagotavljanje socialne kohezivnosti.



Slika 2: Povezani cilji energetske politike (vir: Osnutek NEP, 24.06.2010)

Cilji na področju okolja so:

- na področju preprečevanja podnebnih sprememb je zastavljenih vrsta količinskih ciljev:
 - izpolnjevanje ciljev Kjotskega protokola za Slovenijo;
 - cilji v okviru podnebno energetskega svežnja EU po Odločbi 406/2009/ES (odločba bo revidirana, v kolikor se EU odloči za ambicioznejši cilj 30% namesto sedanjih 20%;

- podnebni zakon v pripravi, ki bo opredelil srednjeročne in kratkoročne cilje za državo in predvidoma tudi za sektorje;
- zmanjšanje izpustov onesnaževalcev zunanjega zraka
 - mejne vrednosti na ravni naprav (novi okoljski standardi za NOX idr. 1.1. 2016);
 - minimiziranje izpustov na lokalni ravni;
 - cilji države za 2010: SO₂, NO_x, VOC, NH₃ in delci, 2020 novi cilji v pripravi.
- minimiziranje škode za biodiverzitetu
- učinkovita raba naravnih virov:
 - 25-odstotni ciljni delež za obnovljive vire energije v bruto končni rabi energije do leta 2020;
 - 20-odstotno izboljšanje učinkovite rabe energije.
- izpolnjevanje visokih standardov varovanja okolja in narave
- minimiziranje vpliva na biotsko raznovrstnost
- optimizacija rabe prostora.

Na osnovi Direktive 2009/28/ES Evropskega parlamenta in sveta z dne 23. aprila 2009 o spodbujanju uporabe energije iz obnovljivih virov, spremembi in poznejši razveljavitvi direktiv 2001/77/ES in 2003/30/ES (v nadaljevanju: Direktiva 2009/28/ES) je država sprejela nacionalni akcijski načrt za obnovljive vire energije za obdobje 2010-2020 (v nadaljevanju: AN OVE). V tem načrtu so določeni nacionalni cilji za deleže energije iz obnovljivih virov, porabljene v prometu, elektroenergetiki ter za ogrevanje in hlajenje v letu 2020.

Cilji slovenske energetske politike za obnovljive vire energije so:

- zagotoviti 25% delež obnovljivih virov energije v končni rabi energije in 10% obnovljivih virov energije v prometu do leta 2020, kar po trenutnih predvidevanjih pomeni podvojitve proizvodnje energije iz obnovljivih virov energije glede na izhodiščno leto 2005,
- ustaviti rast porabe končne energije,
- uveljaviti učinkovito rabo energije in obnovljive vire energije kot prioritete gospodarskega razvoja,
- dolgoročno povečevati delež obnovljivih virov energije v končni rabi energije do leta 2030 in nadalje.

Za dejaven razvoj področja elektroenergetike bodo najpomembnejši naslednji izzivi:

- potreben je nov investicijski cikel v elektrogospodarstvu, s katerim bi precej izboljšali njegovo dolgoročno konkurenčnost in kakovost oskrbe in zagotovili dovolj proizvodnih, prenosnih in distribucijskih zmogljivosti v državi – vsi novi proizvodni objekti morajo biti konkurenčni na širšem regionalnem trgu;
- znotraj energetskih podjetij v pretežni državni lasti je potrebna vzpostavitev sistema, ki bo omogočil prenos dobre prakse znotraj podjetja v cilju učinkovitejšega izvajanja investicij;
- razvojno naravnani regulatorni okvir za izvedbo investicij za obnovo omrežij, izboljšanje kakovosti in razvoj, prilagojen predvideni večji rabi in proizvodnji energije na distribucijskem omrežju

električne energije, vključno z razvojem v smeri aktivnih omrežij, ki bodo pomembno prispevala k učinkovitosti trga in ugodnejšemu položaju odjemalcev na trgu;

- razvoj energetskih storitev in tehnologij, kjer so visoko razvite kompetence slovenske industrije ali jih je možno razviti ter so tržno perspektivne.

Ključne usmeritve na področju elektroenergetike so:

- učinkovit, razvojno naravnani regulatorni okvir ter stabilnost, predvidljivost in transparentnost zakonodajnega okvirja;
- nadaljnji razvoj prenosnega in distribucijskega omrežja, ki je povezan z izvedbo investicij za obnovo omrežja, izboljšanjem kakovosti in večjem obsegu razpršene proizvodnje električne energije;
- prednostna izraba potencialov OVE za proizvodnjo električne energije in zagotavljanje pretežnega deleža proizvodnje električne energije iz domačih virov energije;
- spremljanje uspešnosti priprave in izvedbe projektov NEP, kot kriterija uspešnosti upravnih in nadzornih organov podjetij v pretežni državni lasti;
- usposabljanje, izobraževanje, raziskave in razvoj.

Na osnovi Direktive 2006/32/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 5. aprila 2006 o učinkovitosti rabe končne energije in o energetskih storitvah ter o razveljavitvi Direktive Sveta 93/76/EGS je država sprejela nacionalni akcijski načrt za energetske učinkovitost za obdobje 2008-2016 (v nadaljevanju AN-URE). Na osnovi tega akcijskega načrta bi naj Slovenija do leta 2016 z izboljšanjem energetske učinkovitosti dosegla kumulativni prihranek končne energije v višini najmanj 9% glede na izhodiščno rabo končne energije (povprečna letna poraba v obdobju od leta 2001 do 2005) ali najmanj 4261 GWh.

ReNEP, ki je še v veljavi, postavlja cilje in določa mehanizme za prehod od zagotavljanja energentov in električne energije k zanesljivi, konkurenčni in okolju prijazni oskrbi z energijskimi storitvami. V dokumentu je v zvezi z zanesljivo oskrbo z energijo na splošno postavljen zastavljen cilj, da je treba stalno povečevati tehnično zanesljivost delovanja energetskih omrežij in kakovost oskrbe ter končne uporabnike oskrbovati z električno energijo, katere kakovost ustreza mednarodnim standardom. V ReNEP so opredeljeni tudi mehanizmi za zagotovitev tehnično zanesljivega delovanja energetskih omrežij in dvig kakovosti oskrbe. Ti mehanizmi so podrobneje upoštevani v Energetskem zakonu, predvsem pa v Uredbi o načinu izvajanja gospodarske javne službe dejavnost systemskega operaterja distribucijskega omrežja električne energije in gospodarske javne službe dobava električne energije tarifnim odjemalcem (Ur.l. RS št. 114/2004: v nadaljevanju uredba o GJS).

V uredbi o GJS je v 22. členu postavljena zahteva o izdelavi razvojnih načrtov distribucijskega omrežja. Izpolnjevanje zahtev iz 22. člena navedene uredbe je pogoj za upravičenost in določitev višine omrežnine. Kot izhodišča so bila pri izdelavi tega razvojnega načrta upoštevane tudi zahteve členov uredbe, ki govorijo o zagotavljanju kakovosti storitev systemskega operaterja.

1.2 Prostorski razvoj distribucijskega omrežja

Pri umeščanju elektrodistribucijske infrastrukture (v nadaljevanju: EDI) v prostor sledimo usmeritvam in ciljem Strategije prostorskega razvoja Slovenije (Odluk o strategiji prostorskega razvoja Slovenije, Ur. l. RS, št. 76/04, v nadaljevanju: strategija prostorskega razvoja), ki je temeljni državni dokument o usmerjanju razvoja v prostoru:

- Maksimalno se izkoristijo obstoječe trase in infrastrukturni koridorji.
- Proučijo se najugodnejši poteki tras, ki poleg tehnoloških vidikov upoštevajo prostorsko prilagojenost urbanemu razvoju in skladnost s prostorskimi možnostmi in omejitvami.
- Elektroenergetske koridorje se praviloma združuje v koridorje ostale energetske in druge infrastrukture. Na pozidanih območjih oziroma stanovanjskih območjih in na območjih kulturne dediščine se gradi v kabelski podzemni izvedbi.
- Niskonapetostno omrežje se praviloma gradi v podzemni izvedbi, izjemoma v nadzemni izvedbi s samonosnim kabelskim snopom.

Pravila za urejanje prostora na nivoju Slovenije, so določena s Prostorskim redom Slovenije (Uredba o prostorskem redu Slovenije, Ur. l. RS, št. 122/04: v nadaljevanju prostorski red).

Krovni zakon na področju urejanja prostora oz. prostorskega načrtovanja je Zakon o prostorskem načrtovanju (ZPNačrt, Ur. l. RS, št. 33/07: v nadaljevanju ZPNačrt), ki za načrtovanje določa državne, medobčinske in občinske prostorske akte. Vključitev elektrodistribucijske infrastrukture v prostorske akte SODO d.o.o., kot nosilec urejanja prostora, zagotavlja s sodelovanjem v postopkih pripravljanja in sprejemanja vseh vrst prostorskih aktov v obliki smernic in mnenj na predvidene prostorske ureditve preko pogodbenih izvajalcev nalog SODO.

Pogoje za graditev objektov EDI določa Zakon o graditvi objektov (ZGO-1B, Ur. l. RS, št. 126/07: v nadaljevanju ZGO). Za načrtovane posege v območju varovalnih pasov distribucijskega omrežja, SODO d.o.o. preko pogodbenih izvajalcev določa pogoje pod katerimi je takšna gradnja mogoča v obliki projektnih pogojev, soglasij k projektnim rešitvam ter soglasij za priključitev.

Ker je določena EDI opredeljena kot infrastruktura državnega pomena, se umeščanje take infrastrukture izvaja na osnovi Zakona o umeščanju prostorskih ureditev državnega pomena v prostor (Ur. l. RS, št. 80/2010, v nadaljevanju: ZUPUDPP). Ta zakon določa prostorske ureditve državnega pomena, ureja vsebino in postopek priprave državnega prostorskega načrta (v nadaljnjem besedilu: načrt), ter določa način, kako se ta postopek vodi skupaj s postopkom celovite presoje vplivov na okolje in postopkom presoje vplivov na okolje v skladu s predpisi, ki urejajo varstvo okolja, ter postopkom presoje sprejemljivosti v skladu s predpisi, ki urejajo ohranjanje narave.

1.3 Kriteriji načrtovanja in uporabljena metodologija načrtovanja

Z upoštevanjem tehničnih, zanesljivostnih, ekonomskih in okoljevarstvenih kriterijev zagotavljamo dolgoročno optimalen razvoj omrežja. Za načrtovanje razvoja elektrodistribucijskega omrežja izvajalci

nalog SODO uporabljajo enotne kriterije in postopke, zato da zagotovimo homogeno strukturo omrežij in uravnoteženo kakovost oskrbe z električno energijo na celotnem ozemlju Slovenije.

Ključni elementi postopka načrtovanja razvoja elektrodistribucijskih omrežij so:

- realizacija porabe in obremenitev v preteklem obdobju ter napoved porabe in obremenitev v prihodnjem obdobju,
- podatki o obstoječem stanju sistema (omrežje, transformacija, obremenitve, okvare, funkcionalno in tehnološko staranje),
- metode, ki omogočajo analize pričakovanih obratovalnih stanj, analize neprekinjenosti napajanja in ekonomske analize,
- zaznavanje sprememb pri obnašanju uporabnikov omrežja (razpršena proizvodnja, električna vozila, premiki koničnih obremenitev, upravljanje porabe in druge storitve, ki jih prinašajo nove tehnologije),
- kriteriji načrtovanja, ki omogočajo zagotavljanje ustrezne kakovosti oskrbe z električno energijo in predstavljajo mejne vrednosti, katerih prekoračitev v procesu načrtovanja razvoja omrežja preprečujemo s sistemskim širjenjem omrežja (ojačitve in širitve omrežja) ter sodobnimi tehnološkimi pristopi in koncepti.

1.3.1 Kriteriji načrtovanja distribucijskega omrežja električne energije

a) Kriteriji obremenljivosti

Obremenjevanje transformatorjev 110 kV/SN

Obremenitev energetskih transformatorjev v normalnih stanjih nikoli ne doseže nazivne moči, zato ker je potrebno zagotavljati rezervo ob izpadih transformatorjev. Razvoj SN omrežij je najpogosteje 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.

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 vodov

Mejno obremenljivost vodov predstavlja njihova termična meja, ki jo zaradi velikih izgub, lahko dopuščamo samo v primerih rezervnega obratovanja. Dosežene obremenitve v normalnih obratovalnih

stanjih so v nadzemnih SN omrežjih zelo različne, odvisne so predvsem od padcev napetosti in zagotavljanja rezervnega napajanja. Pri kabelskih omrežjih grajenih po konceptu odprte zanke kablov ni mogoče obremeniti več kot 50% termične moči, če je struktura kabelskega omrežja izvedena s posebnimi rezervnimi kabli te lahko obremenjujemo do termične moči.

Pri načrtovanju obremenitve vodov v normalnih stanjih obratovanja zaradi stroškov 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.

b) Kriteriji zanesljivega in varnega obratovanja

110 kV distribucijsko omrežje

110 kV distribucijsko omrežje, ki predstavlja osnovno napajalno omrežje distribucijskim RTP 110kV/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 prekinitve 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 more potekati ločeno.

Kriteriji izbire strukture omrežja in smernice razvoja mestnih in podeželskih SN omrežij

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.

Pri razvoju mestnih omrežij upoštevamo naslednje smernice:

- 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«.
- Za mestna omrežja 20 kV je optimalna struktura odprta zanka, pri visokih ploskovnih obremenitvah nad 10 MW/km² pa struktura vreteno.
- 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 z zankanjem.

Podeželska omrežja načrtujemo z upoštevanjem naslednjih kriterijev:

- Zagotoviti je treba minimalno število prečnih povezav, ki omogočajo ustrezno prenapajanje voda v okvari.
- Zaradi kvalitete rezervnega napajanja je treba zagotoviti strukturo vira (RTP 110 kV/SN) z garantirano močjo.
- Pri mešanih omrežjih (nadzemni vod – kabel) je priporočljivo kableske dele omrežja graditi zazankano, obratovanje pa mora biti radialno.

c) Kriteriji 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 vsebuje tudi regulacijo s kakovostjo.

Tako 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.

Zanesljivost (neprekinjenost) oskrbe

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.

Ciljna raven neprekinjenosti oskrbe h kateri težimo je določena z vrednostjo kazalnikov SAIDI in SAIFI, ki odražata nenačrtovane dolgotrajne prekinitev (daljše od 3 minut), ki so posledica lastnih vzrokov,

torej brez upoštevanja višje sile in tujih vzrokov. Do objave nove ciljne ravni se zaenkrat uporabljata naslednji vrednosti SAIDI in SAIFI za posamezna geografska območja oskrbe:

SAIDI = 30 min/odjemalca

SAIFI = 1 prekinitev/odjemalca

Kakovost napetosti

Kakovost napetosti je skupek tehničnih karakteristik napetosti na prevzemno-predajnem mestu uporabnika, ki so predpisane v tehničnih standardih s stanjem tehnike.

Kriteriji kakovosti napetosti so podani v standardu SIST EN 50160:2008 (odkloni 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 padci napetosti v SN omrežjih

Dopustni padec napetosti v vodih predstavlja temeljni kriterij v načrtovanju distributivnih omrežij. S pravilno določenimi dopustnimi padci napetosti omogočimo zagotavljanje odklonov 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.

SN omrežja se načrtujejo z največjimi padci napetosti 7,5% pri ustrezni regulaciji napetosti na energetskih transformatorjih 110 kV/SN in z ustreznimi nastavitvami na odcepih transformatorjev SN/NN. 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).

Kriteriji načrtovanja NN omrežij

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 uporabniki omrežja s svojimi napravami. To pomeni, da moramo NN omrežja graditi z dovolj nizko impedanco, kar edino lahko dosežemo z gradnjo NN omrežij s podzemnimi kablovodi in omejitvijo dolžine kablovodov ob ustreznih presekih vodnikov. Priporoča se izvedba NN omrežij v kabelski izvedbi, z dolžinami največ do 500 m in za največji odklon napetosti pri uporabniku omrežja 5%.

d) Kriteriji vključevanja razpršene proizvodnje električne energije

Slovenija izvaja aktivno energetska politiko spodbujanja razvoja proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov (v nadaljevanju OVE), ki jih uporabljajo razpršeni viri električne energije (v nadaljevanju RV), katerih število in količina proizvedene električne energije je v porastu. Zato je potrebno pri načrtovanju razvoja omrežja upoštevati tudi problematiko vključevanja RV. Cilji slovenske energetske politike za obnovljive vire energije so zajeti v AN OVE za obdobje 2010-2020 ter so:

- zagotoviti 25% delež obnovljivih virov energije v končni rabi energije in 10% obnovljivih virov energije v prometu do leta 2020, kar po trenutnih predvidevanjih pomeni podvojitve proizvodnje energije iz obnovljivih virov energije glede na izhodiščno leto 2005,
- ustaviti rast porabe končne energije,
- uveljaviti učinkovito rabo energije in obnovljive vire energije kot prioritete gospodarskega razvoja,
- dolgoročno povečevati delež obnovljivih virov energije v končni rabi energije do leta 2030 in nadalje.

Razpršena proizvodnja obratuje bolj ali manj naključno, ne glede na potrebe omrežja in porabe, zato se zaenkrat v prognozah obremenitev v distribucijskem omrežju razpršena proizvodnja ne upošteva.

S vključevanjem RV v distribucijsko omrežje je potrebno zagotoviti, da ne pride do vnosa nedovoljenih motenj v DEES. Kriteriji za ugotavljanje možnosti priključevanja razpršenih virov so določeni v Sistemskih obratovalnih navodilih (v nadaljevanju: SONDO) in podrobneje v Navodilih za priključevanje in obratovanje elektrarn inštalirane električne moči do 10 MW, ki so kot priloga sestavni del SONDO.

e) Ekonomski kriteriji

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

- načrtovanjem variantnih rešitev in izvedb,
- 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.

Za oskrbo uporabnikov z električno energijo so predpisani določeni minimalne zahteve, ki jih SODO mora zagotoviti, zato je pri določanju nabora investicij potrebno najprej upoštevati tehnične kriterije in tukaj ekonomskih kriterijev upravičenosti izgradnje ni smiselno vključevati.

f) Kriteriji internih standardov in tipizacij

Za izgradnjo in rekonstrukcijo elektroenergetskega distribucijskega omrežja se uporabljajo različne tipizacije, navodila in priporočila, ki so jih izdelali izvajalci nalog SODO. Tako se uporabljajo tipizacije za 10 in 20 kV daljnovode na lesenih drogovih, daljnovode 20 kV na betonskih drogovih, tipizacija za gradnjo energetskih kablovodov napetosti 1 kV, 10 kV in 20 kV, več tipizacij za nizkonapetostna omrežja, tipizacija omrežnih priključkov, tipizacija za nizkonapetostne priključne omarice, tipizacije tipskih transformatorskih postaj na jeklenem, betonskem in lesenem jamboru, montažno betonskih transformatorskih postaj do 2×1000 kVA, enopolnih shem transformatorskih postaj do 630 kVA, obremenjevanje in varovanje distribucijskih transformatorjev in tipizacija zaščitnih in merilnih naprav lokalne avtomatike v elektroenergetskem distribucijskem omrežju Slovenije. Izdelana so bila razna navodila in priporočila, ki skupaj s tipizacijami prispevajo k poenotenemu načinu dela pri načrtovanju, projektiranju ter rekonstrukcijah in novogradnjah elektroenergetskih objektov, vodov in naprav. Na področju vzdrževanja so bili poenoteni normativi vzdrževanja.

g) Kriterij predvidene dobe uporabe elektrodistribucijske infrastrukture

S problematiko staranja infrastrukture se srečujejo vsa elektroenergetska podjetja v vedno večjem obsegu, saj obseg vlaganj ne sledi v celoti potrebam nadomestitev ali zamenjav obstoječe infrastrukture z novo.

Potrebna vlaganja v zamenjavo obstoječe infrastrukture se ugotavljajo 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.

1.3.2 Metodologija načrtovanja

Uporabljena orodja

Za analize obratovalnih stanj in zanesljivosti omrežja se pri načrtovanju razvoja omrežij uporablja programski paket GREDOS. Za izvajanje ekonomske primerjave variant razvoja se uporablja metoda aktualizacije stroškov, postopoma se uvaja v uporabo model ekonomskega vrednotenja razvojnih načrtov-EMONA.

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.

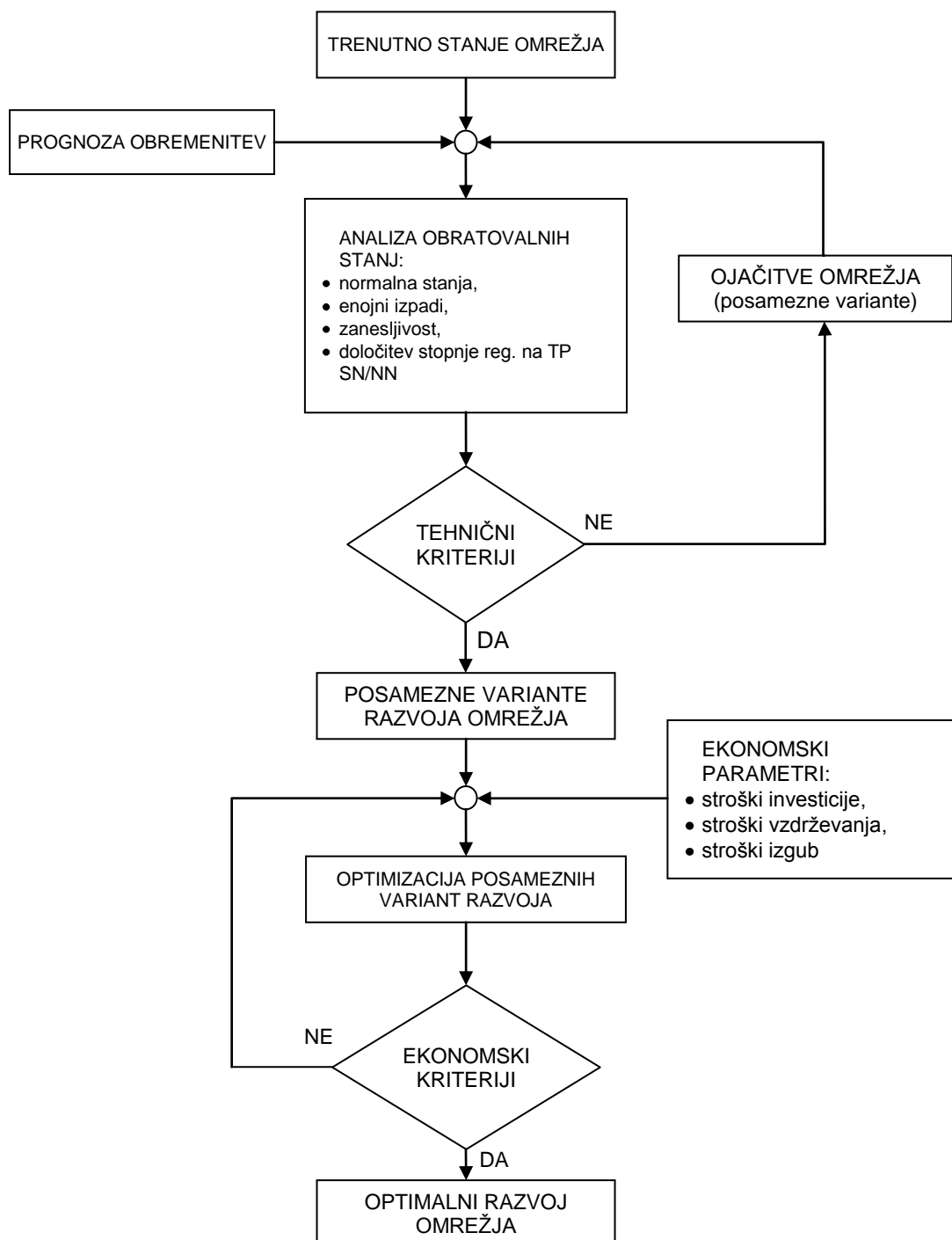
V prvi fazi načrtovanja razvoja z analizami obratovalnih stanj preverjamo ali omrežje in transformacija, ob prognozirani rasti obremenitev, še izpolnjujejo kriterije načrtovanja. Ključni omejitvi v tej fazi predstavljajo dopustni padci napetosti in dopustne obremenitve elementov omrežja.

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, s tem da se za manjše skupine porabnikov 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 zanesljivostnih kriterijev opredelimo optimalno varianto razvoja. Skrajne roke ojačitev, ki smo jih določili v prvi fazi, lahko v fazi optimizacije natančneje opredelimo. Objekt lahko zgradimo pred skrajnim rokom zaradi zmanjšanja stroškov izgub in/ali zaradi izboljšanja zanesljivosti napajanja uporabnikov. V tej fazi lahko utemeljimo še kakšen dodaten objekt, ki pa mora biti v skladu s smerjo razvoja določeno v prvi fazi.



Slika 3: Proces načrtovanja omrežja

1.4 Uporabljen sklad podatkov

SODO je z navodilom predpisal vsebino in obseg podatkov, ki so jih posredovali izvajalci nalog SODO 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 letnem nivoju po posameznih transformatorskih postajah,
- podatki službe 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.

V okviru projekta REDOS (Razvoj Elektro Distributivnih omrežij Slovenije) poteka izdelava razvojnih študij pri katerih sodelujejo vsi pogodbeni izvajalci nalog SODO. 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 načrtu razvoja. Razvojne študije so navedene med viri.

1.5 Cilji načrta razvoja omrežja

Cilji, ki jih želimo doseči z razvojnim načrtom distribucijskega omrežja za obdobje od leta 2011 do 2020 so povezani z zastavljenimi smernicami in cilji nacionalne energetske in okoljske politike:

- Zadostiti načrtovani in dejanski porabi ter potrebam po električni moči
- Zadostiti potrebam vključevanja razpršene proizvodnje električne energije.
- Zagotoviti omrežje in stanje v njem, ki ustreza stanju tehnike.
- Zagotoviti stroškovno učinkovito omrežje.
- Zagotoviti varovanje okolja v skladu z zakonodajo.
- Zagotoviti dolgoročno stabilnost, zanesljivost in razpoložljivost distribucijskega omrežja.
- Zagotoviti dolgoročni dvig oziroma ohranjanje kakovosti oskrbe z električno energijo glede na ciljno raven kakovosti.
- Zadostiti potrebam, ki jih narekujejo nacionalni energetske in okoljske cilji.

2 ENERGETSKE OSNOVE

2.1 Analiza porabe električne energije in obremenitev v preteklem obdobju

2.1.1 Analiza porabe

Analiza porabe električne energije in obremenitev je izvedena za preteklo 10 letno obdobje. Odjem električne energije je v opazovanem časovnem obdobju nenehno naraščal. Vzroki za povečan odjem so predvsem v gospodarski rasti na različnih področjih gospodarstva, predvsem terciarnih dejavnosti in industriji, pa tudi zaradi zvišanja življenjskega standarda prebivalstva. Trend visokega porasta porabe je prekinila svetovna gospodarska kriza, kar se je pričelo odražati na obsegu porabe v drugi polovici leta 2008 tudi v Sloveniji. Recesija, ki je zajela tudi realni sektor se je odražala v obliki padca porabe še v celotnem letu 2009.

Leto	2008	2009
Odjem SN	-3,90%	-6,90%
Odjem NN	4,90%	-1,10%
Odjem skupaj	0,40%	-3,40%
Konična obremenitev	-3,40%	4,10%

Tabela 1: Porast/padec odjema električne energije v letih gospodarske krize 2008 in 2009.

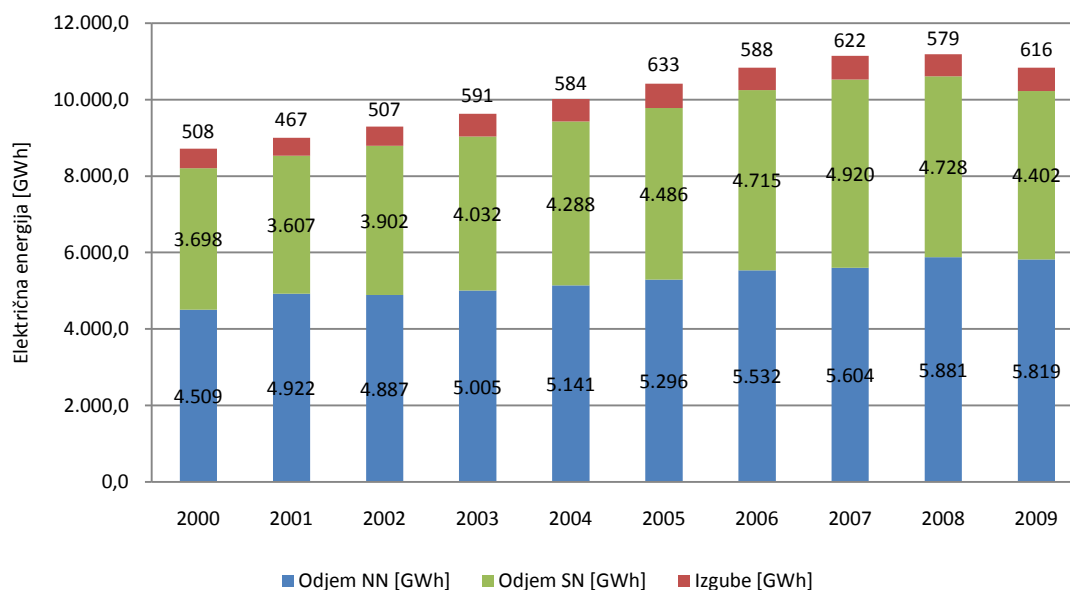
Prevzeta električna energija ali bruto odjem v distribucijskem omrežju predstavlja vsoto prevzete električne energije, izmerjene na obračunskih merilnih mestih med operaterjem prenosnega omrežja ELES d.o.o. (v nadaljevanju: SOPO) na 110 kV napetostnem nivoju in prevzete električne energije, izmerjene na obračunskih merilnih mestih proizvodnih virov, priključenih na distribucijsko omrežje.

Leto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Prevzeta el. energija [GWh]	8.714,8	8.996,9	9.296,3	9.628,2	10.012,1	10.415,1	10.835,4	11.146,6	11.188,0	10.808,6
Odjem el. energije skupaj [GWh]	8.206,5	8.529,8	8.789,0	9.037,3	9.428,4	9.782,0	10.247,6	10.524,4	10.609,4	10.192,2
Odjem SN [GWh]	3.697,9	3.607,5	3.902,5	4.031,8	4.287,8	4.486,0	4.715,2	4.920,4	4.728,4	4.401,6
Odjem NN [GWh]	4.508,6	4.922,3	4.886,5	5.005,5	5.140,7	5.296,1	5.532,5	5.604,0	5.881,0	5.819,4
Izgube [GWh]	508,3	467,1	507,3	590,9	583,6	633,1	587,7	622,1	578,7	616,4
Dosežen cos ϕ	0,963	0,971	0,967	0,969	0,973	0,977	0,981	0,978	0,982	0,981
Dinamika porasta [%]	2,0	3,0	3,2	3,4	4,1	3,9	4,1	2,8	0,4	-3,4

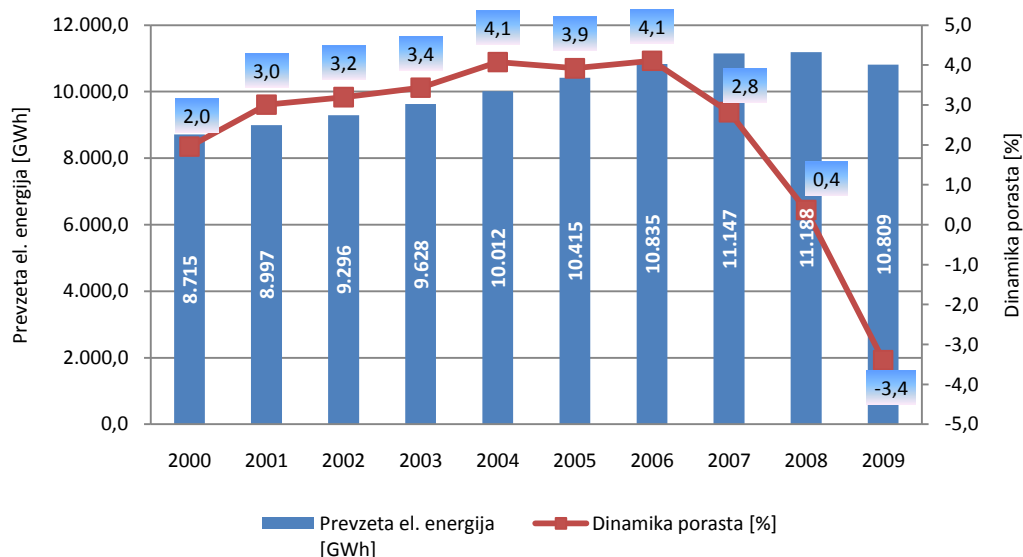
Tabela 2: Analiza porabe električne energije z izgubami za obdobje 2000-2009.

Odjem električne energije pri odjemalcih priključenih na distribucijsko omrežje se je od leta 2000, ko je znašal 8.206,5 GWh, povečal na 10.524 GWh v letu 2007, kar predstavlja 28% porast. Z upoštevanjem gospodarske krize je odjem v letu 2009 znašal 10.192,2 GWh, kar predstavlja 24% porast na izhodiščno leto 2000. Povprečni letni porast odjema električne energije znaša 3,3% z upoštevanjem gospodarske krize. Povprečni letni porast porabe oz. odjema električne energije v

obdobju konjunktore od leta 2000 do 2007 znaša 3,4%, kar je višje od projekcije rasti predvidene v ReNEP, ki znaša do leta 2010 2%, do leta 2015 pa 1,5%. V letih gospodarske krize 2008 in 2009 je predvsem opazen padec porabe odjemalcev na SN napetostnem nivoju (industrija, obrt, storitve).



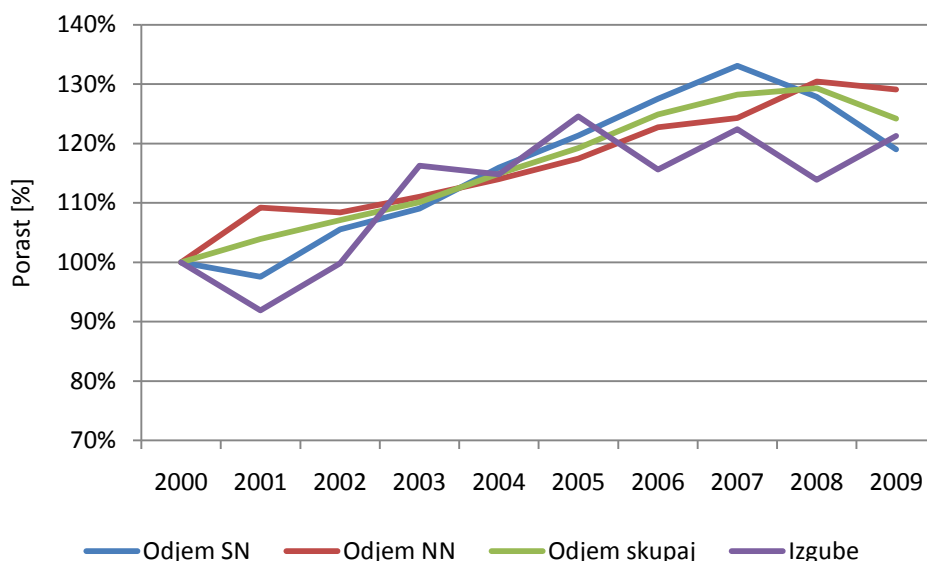
Slika 4: Porabljena električna energija pri končnih odjemalcih in izgube v distribucijskem elektroenergetskem omrežju v obdobju od leta 2000 do 2009.



Slika 5: Količina prevzete električne energije iz 110 kV prenosnega omrežja in iz proizvodnih virov, priključenih na distribucijsko elektroenergetsko omrežje v obdobju od 2000 do 2009.

V ReNEP projekcija predvideva porast odjema do leta 2015 za dobrih 25% glede na leto 2000. Analiza odjema kaže, da je odjem na distribucijskem omrežju že leta 2006 višji za 25% od odjema v letu 2000.

Opazen je tudi nekoliko višji porast odjema na SN napetostnem nivoju.

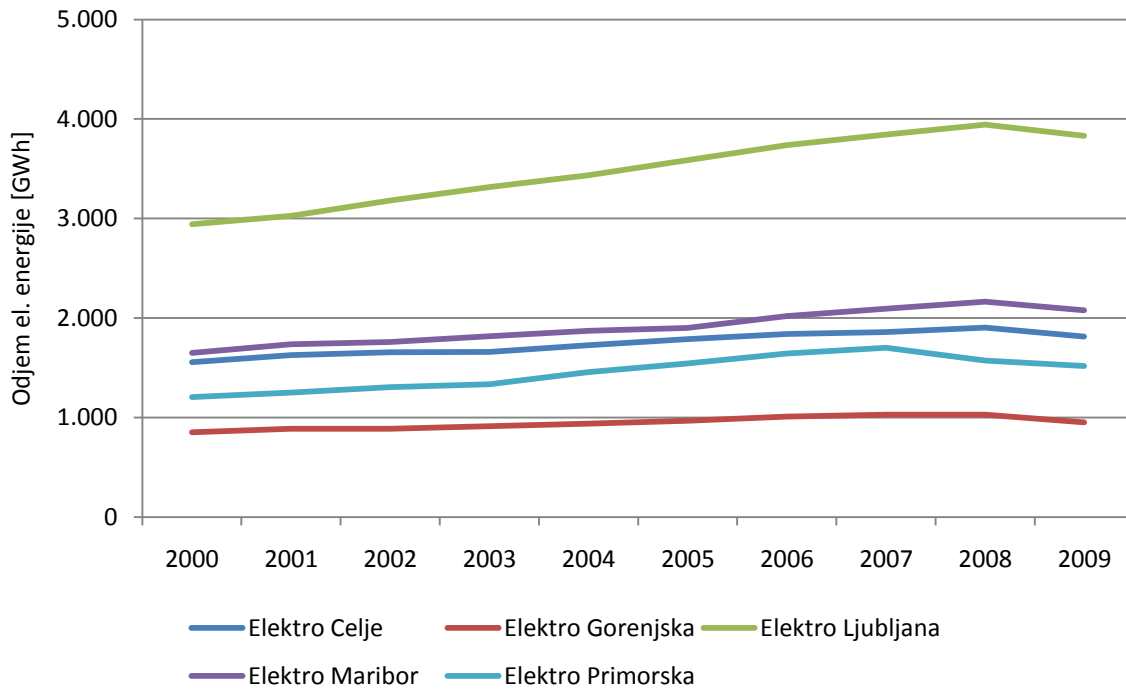


Slika 6: Porast porabe električne energije pri končnih odjemalcih in izgube v distribucijskem elektroenergetskem omrežju v obdobju od leta 2000 do 2009.

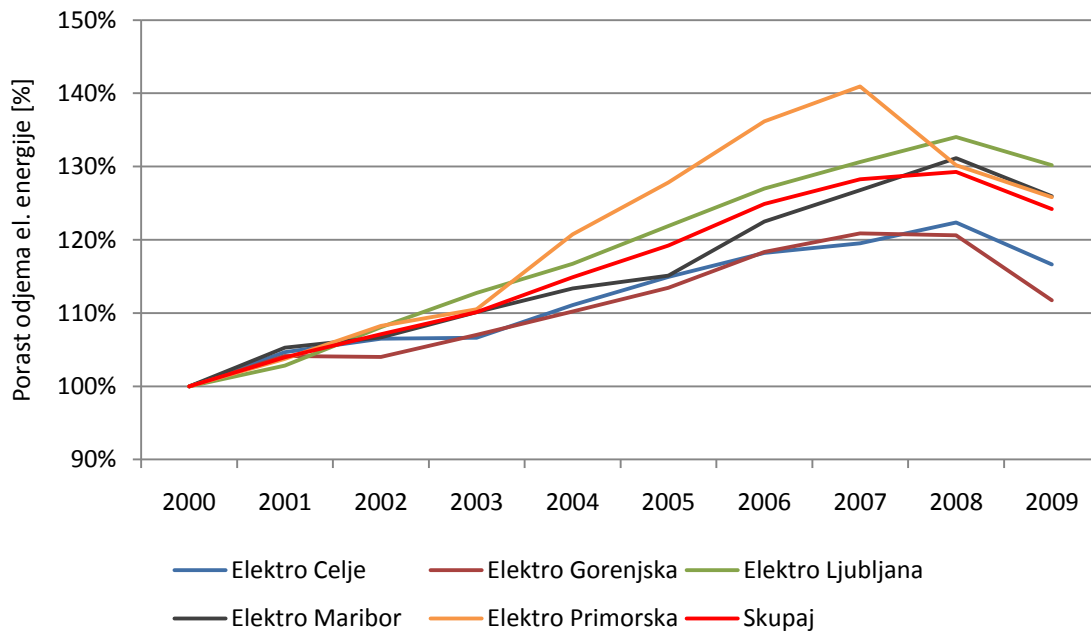
Primerjava odjema po geografskih območjih oskrbe pokaže, da je bil največji porast odjema v preteklem 10 letnem obdobju ob upoštevanju gospodarske krize na območju Elektro Ljubljana in sicer za 30% glede na izhodiščno leto 2000, najnižji porast odjema pa je bil na območju Elektro Gorenjska in sicer za 12%. V obdobju konjunktore je izstopala poraba na geografskem območju Elektro Primorska. Gospodarska kriza se je v največjem obsegu odražala na območju Elektro Gorenjska in Elektro Primorska s 7,4% upadom porabe. Največji letni porasti odjema so se pričakovano pojavljali v obdobju konjunktore v višini od 4,7% do 9,3%. Gospodarska kriza se je najbolj odražala v letu 2009 z letnim upadom odjema od 2,9 do 7,6%.

Geografsko območje oskrbe	Absolutni porast (%)	Povprečni letni porast (%)	MAX /leto	MIN/leto
Elektro Celje	17	1,7	4,7/2001	-4,7/2009
Elektro Gorenjska	12	1,2	4,3/2006	-7,4/2009
Elektro Ljubljana	30	3	4,4/2005	-2,9/2009
Elektro Maribor	26	2,6	6,4/2006	-4,0/2009
Elektro Primorska	26	2,6	9,3/2004	-7,6/2008
Skupaj	24	2,4	4,1/2004,2006	-3,4/2009

Tabela 3: Rast odjema električne energije na geografskih območjih oskrbe v obdobju od leta 2000 do 2009.



Slika 7: Odjem električne energije po geografskih območjih oskrbe v obdobju od leta 2000 do 2009.

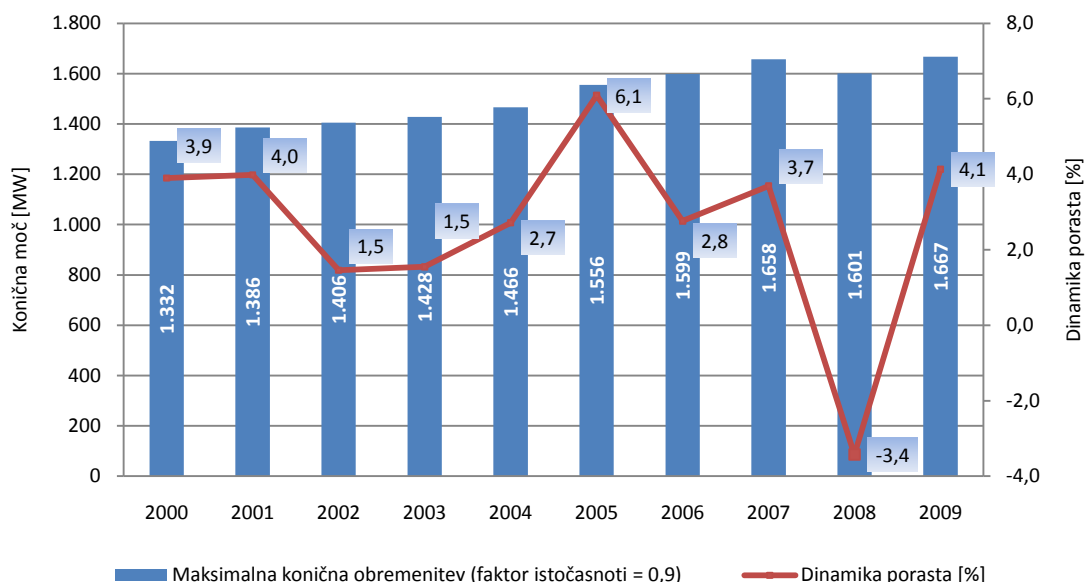


Slika 8: Porast odjema električne energije po geografskih območjih oskrbe v obdobju od leta 2000 do 2009.

2.1.2 Analiza obremenitev z konično močjo

Pri analizi obremenitev v času konice na nivoju celotnega distribucijskega omrežja je potrebno upoštevati faktor istočasnosti, saj konična moč celotnega omrežja in konične moči na posameznih geografskih območjih oskrbe časovno ne sovpadajo. Prispevki koničnih moči po posameznih geografskih območjih k skupni konični moči so upoštevani z ocenjenim faktorjem istočasnosti 0,9. Konična moč na nivoju distribucijskega omrežja je obravnavana tudi v načrtu razvoja prenosnega omrežja, ki ga pripravi SOPO.

Konična moč se je v letu 2010 v primerjavi z letom 2000 povečala za 25%. Povprečni letni porast je znašal 2,5%. Zanimiva je ugotovitev, da gospodarska kriza ni vplivala na konične obremenitve tako kot na porabo, celo nasprotno, prav v letu 2009 je bila dosežena največja konična obremenitev distribucijskega omrežja.



Slika 9: Letne konične obremenitve (z izgubami v distribucijskem omrežju) distribucijskega omrežja v obdobju od leta 2000 do 2009.

Letne obratovalne ure distribucijskega omrežja predstavljajo razmerje med letno porabo električne energije odjemalcev na distribucijskem omrežju (brez izgub distribucije energije) in konično obremenitvijo distribucijskega omrežja v tem letu.

— [h],

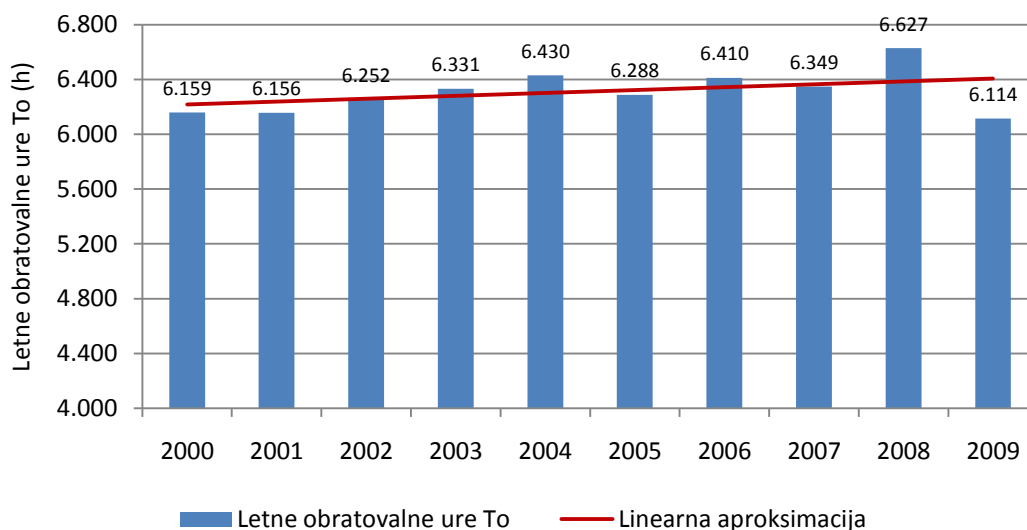
pri čemer pomeni:

T_{O_i} letne obratovalne ure v letu i ,

W_{p_i} porabljena električna energija na ravni distribucijskega omrežja v letu i brez izgub distribucije,

P_{k_i} maksimalna konična obremenitev distribucijskega omrežja v i -tem letu (letna konična moč).

Linearna aproksimacija kaže, da se število obratovalnih ur povečuje, kar pomeni, da se manjša razlika med minimalnimi in maksimalnimi obremenitvami omrežja oz. da se diagram obremenitve izravnava. Minimalne obremenitve se bližajo k maksimalnim, kar pomeni, da je omrežje čedalje bolj obremenjeno.

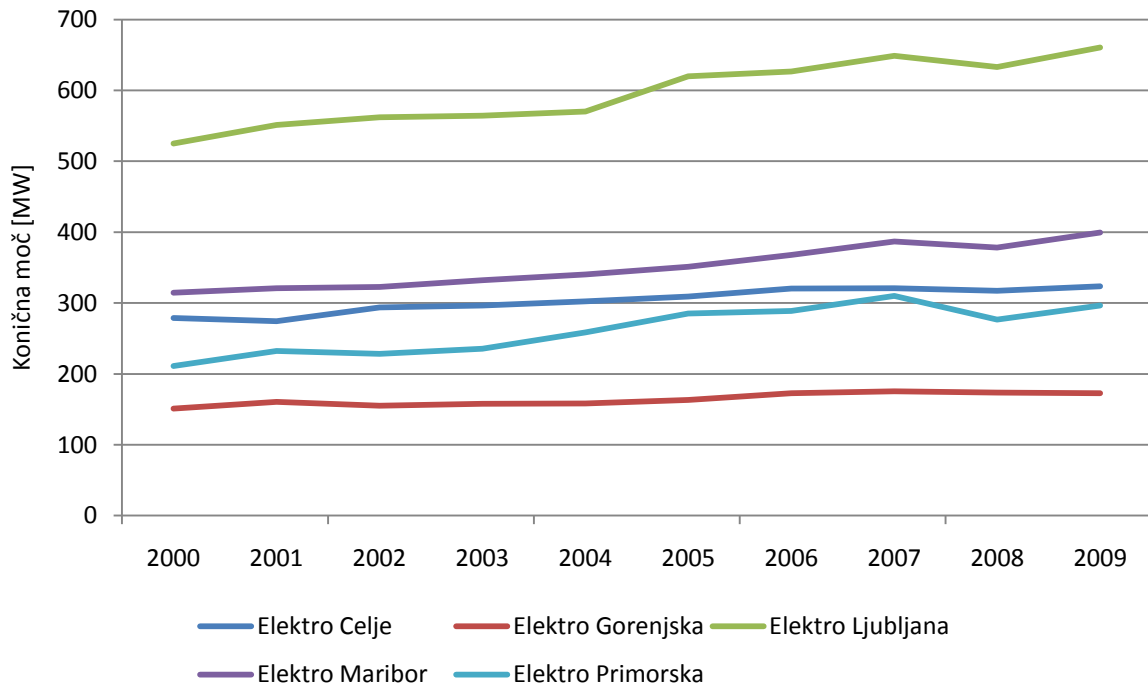


Slika 10: Letne obratovalne ure distribucijskega omrežja

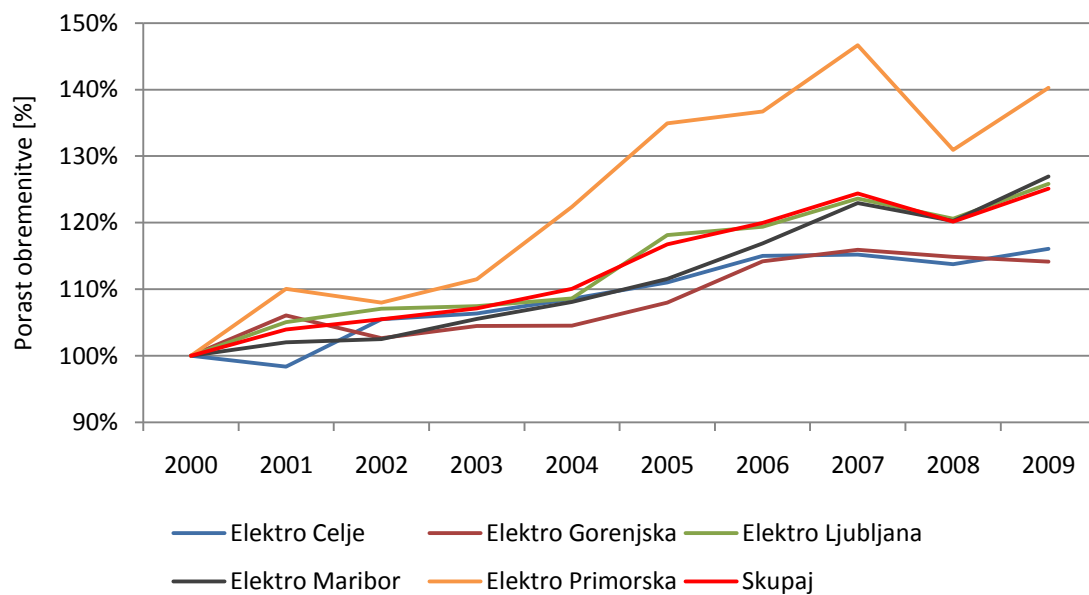
Primerjava po geografskih območjih oskrbe pokaže, da je bil največji porast konične moči v preteklem 10 letnem obdobju na območju Elektro Primorska in sicer za 40% glede na izhodiščno leto 2000, najnižji porast odjema pa je bil na območju Elektro Gorenjska in sicer za 14%. V letu 2008 je bil zabeležen upad konične obremenitve omrežja in sicer največ na območju Elektro Primorska in sicer za 4,4%.

Geografsko območje oskrbe	Absolutni porast (%)	Povprečni letni porast (%)	MAX /leto	MIN/leto
Elektro Celje	16	1,7	7,2/2002	-1,6/2001
Elektro Gorenjska	14	1,5	6,1/2001	-3,2/2002
Elektro Ljubljana	26	2,6	4,4/2005	-2,5/2008
Elektro Maribor	27	2,7	5,6/2007	-2,2/2008
Elektro Primorska	40	3,1	10,1/2001	-4,4/2006
Skupaj	25	2,5	6,1/2005	-3,4/2008

Tabela 4: Rast konične moči po geografskih območjih oskrbe z električno energijo



Slika 11: Konične obtežbe po geografskih območjih oskrbe v obdobju od leta 2000 do 2009.



Slika 12: Porast konične obremenitve po geografskih območjih oskrbe v obdobju od leta 2000 do 2009.

2.1.3 Analiza izgub v distribucijskem omrežju

Izgube nastajajo na vseh elementih elektroenergetskega sistema in so posledica impedanc elementov distribucijskega omrežja, elektromagnetnega polja v dielektrikih, histereznih in vrtilnih tokov v železu, korone ter odvodnih tokov. K navedenim izgubam prištevamo še izgube v električnih aparatih, relejih in instrumentnih transformatorjih. Velikost izgub je zelo odvisna od električne obremenitve posameznega elementa omrežja in topologije oz. sekcioniranja omrežja.

- Stalne izgube, so posledica stanja pripravljenosti omrežja in so neodvisne od obremenitve. To so izgube v železu, ki jih povzročajo histerezni in vrtilni tokovi in so prisotne v železnih jedrih transformatorjev, relejih in merilnih instrumentih. K tem izgubam prištevamo še dielektrične izgube v kablji in kondenzatorskih baterijah.
- Spremenljive izgube so odvisne od obremenitve elementov omrežja in se spreminjajo s kvadratom toka in kvadratom faktorja moči ($\cos\phi$). Spremenljive izgube nastanejo v vodih, v navitjih transformatorjev, v relejih in merilnih napravah, lastni rabi v transformatorskih postajah in elektrarnah. Med spremenljive izgube uvrščamo tudi odvodne tokove in izgube zaradi korone, ki so odvisne od temperature, pritiska, vlage in nečistoč v zraku.
- Komercialne izgube nastanejo zaradi napak pri merjenju, netočnosti merilnih naprav, neregistrirane porabe električne energije, nujne oskrbe in drugih nepredvidljivih dogodkov v delovanju omrežja.

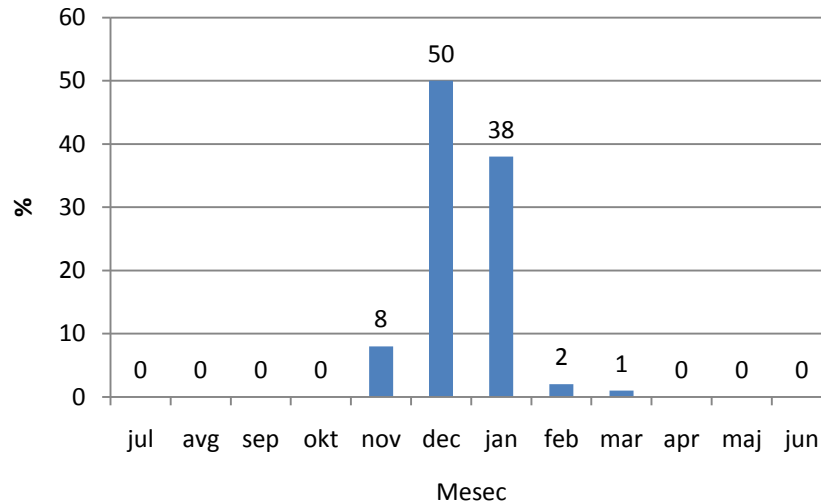
Glede na napetostni nivo se največ izgub generira na nizkonapetostnem nivoju 0,4 kV. V splošnem velja, da so na višjem napetostnem nivoju izgube manjše.

Leto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Izgube [GWh]	508,3	467,1	507,3	590,9	583,6	633,1	587,7	622,1	578,7	616,4
Izgube [%]	5,8	5,2	5,5	6,1	5,8	6,1	5,4	5,6	5,2	5,7

Tabela 5: Izgube v distribucijskem omrežju glede na prevzeto el. energijo

2.1.4 Sezonska premaknitev porabe in koničnih obremenitev

Letne konične obremenitve po posameznih geografskih območjih oskrbe so se v preteklem obdobju pojavljale večinoma v zimskih mesecih in sicer znaša delež za mesec december 50% vseh koničnih obremenitev, v mesecu januarju je nastopilo 38% vseh koničnih obremenitev, v novembru pa 8%. Zaenkrat še ni zaznati sezonskih premaknitev koničnih obremenitev na nivoju geografskega območja oskrbe in posameznih razdelilnih transformatorskih postaj (v nadaljevanju: RTP). Je pa na SN izvodih iz RTP zaznati trend porasta koničnih obremenitev v poletnih mesecih (junij, julij, avgust). Predvsem so to izvodi na mestnih področjih oskrbe z električno energijo, preko katerih se napajajo večji poslovni in trgovski centri, bolnišnice in hladilnice. Vzrok za premaknitev koničnih obtežbe je v tem primeru predvsem povečana uporaba klimatskih naprav v poletnih mesecih.



Slika 13: Pojavljanje koničnih obremenitev v distribucijskem omrežju na nivoju posameznega geografskega območja oskrbe.

Pri primerjavi porabe električne energije po mesecih zaenkrat še ni zaznati vidnejših sprememb v strukturi porabe na letnem nivoju, ki bi pomenile premaknitve med posameznimi sezonami.

2.2 Napoved porabe električne energije in moči

Kvalitetna ocena razvoja porabe in koničnih obremenitev na določenem območju je eden najpomembnejših dejavnikov potrebnih za uspešno in učinkovito dolgoročno načrtovanje razvoja omrežja. Napovedovanje porabe električne energije je kompleksen problem, ki vsebuje vrsto negotovosti. Proces napovedovanja porabe energije temelje na različnih metodologijah v spektru od izkustvenih metod in ekstrapolacije trendov, do visoko specializiranih matematičnih orodij (inteligentni sistemi, nevronske mreže, Fuzzy logic). Metodologija napovedovanja porabe električne energije in moči je podrobneje obdelana v [54, 55]. Prognoza porabe električne energije in koničnih obremenitev na posameznem geografskem območju oskrbe z električno energijo je podrobneje obdelana v [15, 22, 30, 38, 44].

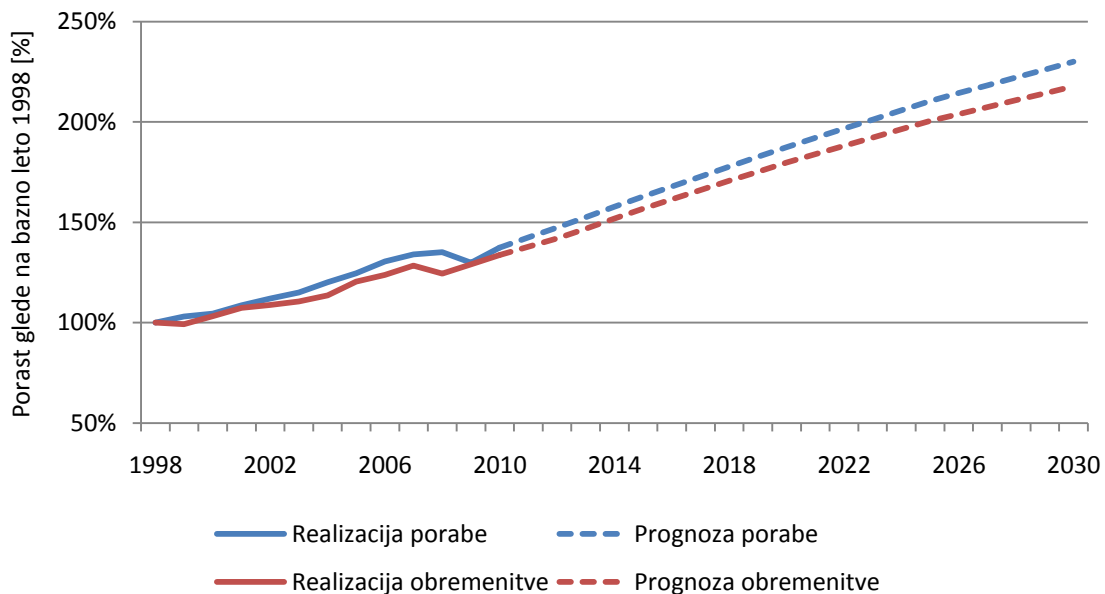
V obravnavanem obdobju pričakujemo, da bosta poraba električne energije in konična moč še naprej naraščali. Stopnje rasti so višje v prvi polovici obdobja, kar je posledica okrevanja po gospodarski krizi. Glede na povprečno pričakovano stopnjo rasti porabe 2,8%, bo poraba električne energije v letu 2020 znašala 14.715 GWh, kar je 44% več kot v letu 2009, ko je bila poraba najnižja. Nekoliko višji porast pričakujemo pri odjemalcih na SN napetostnem nivoju. Pričakovani povprečni letni porast konične obremenitve je 2,7%, kar se v letu 2020 odraža z konično močjo v višini 2.320 MW in predstavlja 39% povečanje glede na leto 2009. Prognoza konične moči na nivoju distribucijskega omrežja je obdelana tudi v načrtu razvoja prenosnega omrežja, katerega je izdelal SOPO. Konična moč v tem načrtu razvoja je določena z ocenjenim faktorjem istočasnosti 0,9, ki je enak za celotno opazovano obdobje.

Leto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Povprečni letni porast 2010-2020 [%]
NN odjem [GWh]	6.049	6.191	6.372	6.552	6.736	6.909	7.077	7.238	7.411	7.578	7.742	2,3
SN odjem [GWh]	4.734	4.989	5.207	5.427	5.651	5.883	6.105	6.328	6.545	6.759	6.973	3,4
Poraba skupaj [GWh]	10.783	11.181	11.579	11.978	12.386	12.793	13.181	13.566	13.955	14.338	14.715	2,8
Skupni letni porast porabe [%]	5,7	3,7	3,6	3,4	3,4	3,3	3,0	2,9	2,9	2,7	2,6	-
Obremenitev [MW]*	1.727	1.780	1.833	1.895	1.961	2.025	2.085	2.144	2.203	2.261	2.320	2,7
Letni porast obremenitve [%]	4,0	3,1	3,0	3,4	3,4	3,3	2,9	2,8	2,8	2,6	2,6	-

* Faktor istočasnosti = 0,9

Tabela 6: Prognoza porabe električne energije in koničnih obremenitev.

S prognozo pričakujemo, da bo porast porabe električne energije nekoliko višji od porasta koničnih obremenitev.

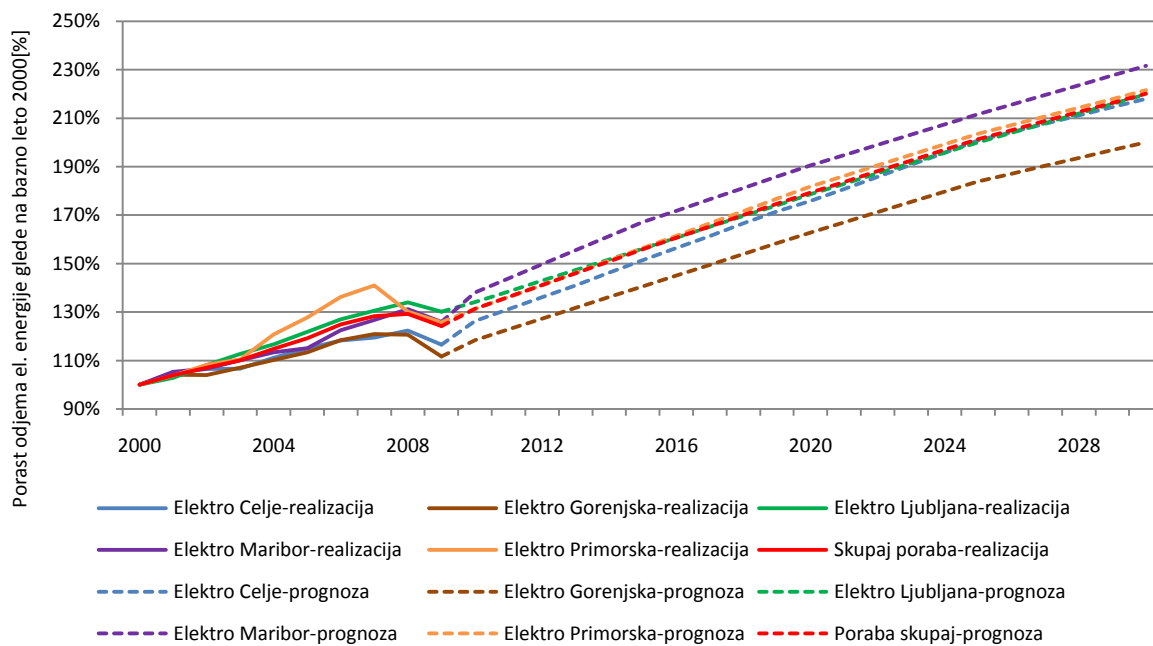


Slika 14: Porast porabe električne energije in koničnih obremenitev v preteklem obdobju ter prognoza do leta 2030.

Na posameznih geografskih območjih pričakujemo višje poraste porabe in koničnih obremenitev na območju Elektro Celja.

Leto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Povprečni letni porast 2010 - 2020 (%)
Elektro Celje	1.965	2.040	2.116	2.192	2.274	2.355	2.434	2.509	2.591	2.667	2.735	3,0
Elektro Gorenjska	1.009	1.047	1.085	1.123	1.160	1.198	1.236	1.274	1.312	1.349	1.387	2,9
Elektro Ljubljana	3.946	4.075	4.205	4.335	4.465	4.595	4.729	4.861	4.992	5.122	5.255	2,6
Elektro Maribor	2.279	2.374	2.470	2.566	2.661	2.757	2.835	2.912	2.989	3.067	3.144	2,8
Elektro Primorska	1.585	1.644	1.703	1.762	1.825	1.887	1.948	2.010	2.071	2.132	2.194	2,9
Skupaj	10.783	11.181	11.579	11.978	12.386	12.793	13.181	13.566	13.955	14.338	14.715	2,8

Tabela 7: Prognoza porabe električne energije v GWh po geografskih območjih oskrbe do leta 2030.

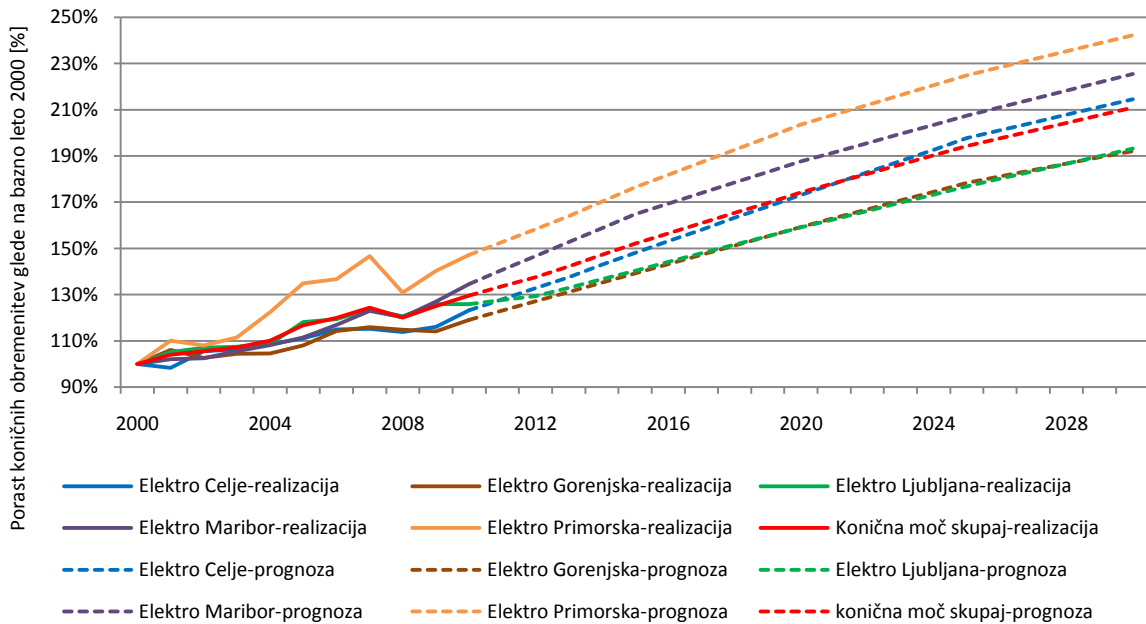


Slika 15: Porast porabe električne energije po geografskih območjih oskrbe ter prognoza do leta 2030.

Leto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Povprečni letni porast 2010-2020 [%]
Elektro Celje	343	357	370	383	398	413	427	440	455	468	482	3,1
Elektro Gorenjska	180	186	192	198	204	210	216	223	229	235	241	2,6
Elektro Ljubljana	660	670	679	698	717	736	756	776	796	815	835	2,2
Elektro Maribor	424	443	461	480	499	518	533	547	561	576	590	2,9
Elektro Primorska	311	323	335	346	360	373	384	396	407	419	430	2,9
Skupaj*	1.727	1.780	1.833	1.895	1.961	2.025	2.085	2.144	2.203	2.261	2.320	2,7

*Faktor istočasnosti = 0,9

Tabela 8: Prognoza koničnih obremenitev v MW po geografskih območjih oskrbe do leta 2030.



Slika 16: Prognoza porasta koničnih obremenitev po geografskih območjih oskrbe do leta 2030.

2.3 Razpršena proizvodnja električne energije

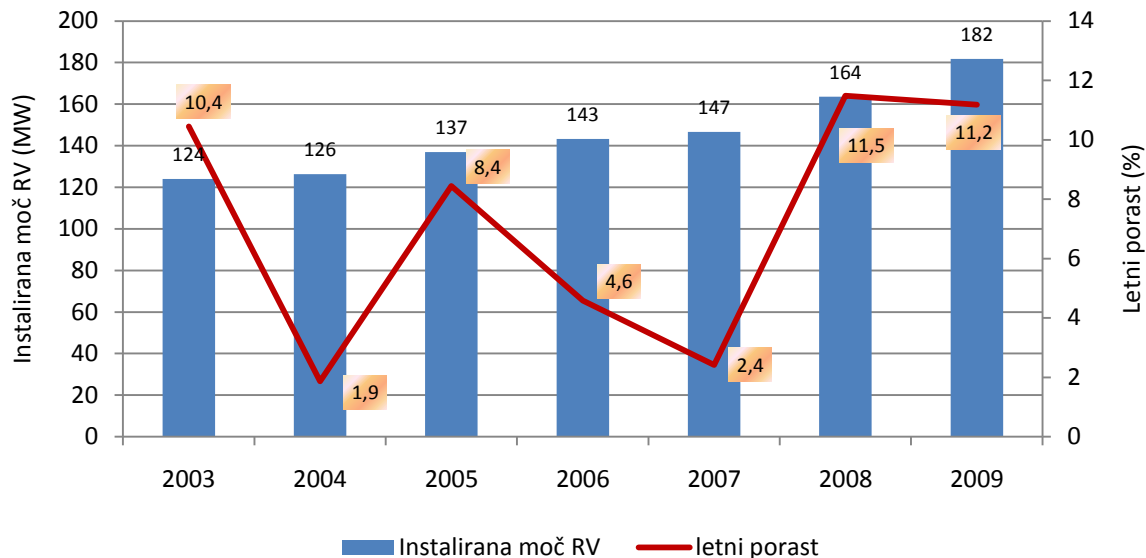
2.3.1 Dosedanji obseg razpršene proizvodnje električne energije

Z zadnjimi spremembami energetske zakonodaje in sprejemom ustreznih podzakonskih aktov so bili podani okvirji priključevanja in načina oddajanja proizvedene električne energije iz RV v omrežje ter pridobivanje spodbud za izgradnjo RV na OVE. Aktivna politika države v smislu spodbujanja proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov se odraža v vsakoletnem porastu količine prevzete električne energije z razpršenih virov na distribucijskem omrežju. Še posebej po letu 2007 je razpršena proizvodnja v strmem porastu. Skupna količina prevzete električne energije proizvedene v razpršenih virih je v letu 2009 znašala 687 GWh, kar predstavlja 6,4% vse prevzete energije v distribucijsko omrežje. Delež instalirane moči razpršenih virov v konični obremenitvi distribucijskega omrežja v letu 2009 znaša 11%. Da je interes za razpršeno proizvodnjo v porastu kažejo tudi podatki o izdanih soglasjih za priključitev v obdobju januar-oktober 2010, kjer je instalirana moč proizvodnih naprav kar 108 MW, kar predstavlja 59% instalirane moči vseh doslej priključenih proizvodnih naprav v distribucijskem omrežju.

Leto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Prevzeta el. energija [MWh]	246.229	269.772	273.938	298.970	443.547	391.406	470.489	509.581	599.775	686.982
Instalirana moč [kVA]*	76,5	82,5	112,3	124,0	126,3	137,0	143,2	146,7	163,5	181,8
Število razpršenih virov*	325	345	415	426	446	458	477	502	578	730

*Brez podatkov Elektro primorska d.d. za leta 2000 in 2001

Tabela 9: Prevzeta električna energija proizvedena v razpršenih virov priključenih na distribucijsko omrežje.



Slika 17: Dinamika priključevanja razpršenih virov v distribucijsko omrežje.

Konična obremenitev distribucijskega omrežja v letu 2009:	1.667 MW
Skupna instalirana moč vseh razpršenih virov v letu 2009:	182 MW
Delež razpršene proizvodnje v konični obremenitvi omrežja v letu 2009:	11%
Izdana soglasja za priključitev januar-oktober v letu 2010	108 MW

Skupna prevzeta električna energija v letu 2009:	10.809 GWh
Prevzeta električna energija iz razpršenih virov v letu 2009:	687 GWh
Delež razpršene proizvodnje v porabi električne energije v letu 2009:	6,40%

2.3.2 Pričakovani obseg vključevanja razpršene proizvodnje električne energije

V prihodnosti pričakujemo največji porast razpršenih virov na področju fotonapetostnih elektrarn in soproizvodnje toplote in električne energije (v nadaljevanju: SPTE). V obdobju 2010-2020 znaša pričakovana dodatna zmogljivost razpršene proizvodnje iz OVE 544 MW brez SPTE na zemeljski plin. Predvsem lahko pričakujemo večji porast mikrosoproizvodnje v gospodinjstvih in stanovanjskih stavbah.

Projekti / Objekti	Nove zmogljivosti 2010-2020 (MW)	Nove zmogljivosti 2020-2030 (MW)	Skupaj nove zmogljivosti 2010-2030 (MW)	Proizvodnja v letu 2030 iz enot zgrajenih 2010-2030 (GWh)
Vetrne elektrarne (VE): (mikro, male in srednje)	119	235	353	570
Male hidroelektrane (mHE): (pretočne mikro, male in srednje HE)	43	18	61	225
Sončne elektrarne (mikro, male ali srednje SE na tleh ali na strehi)	337	358	694	694
Geotermalne elektrarne	0	25	25	150
STPE na lesno biomaso	14	11	25	110
Drugi bioplini in ČN	32	1	33	215
Skupaj električna energija	544	647	1.190	1.964

Tabela 10: Pričakovane zmogljivosti razpršene proizvodnje električne energije (vir: Nacionalni energetski program, osnutek, 2010-06-24 NEP 05.doc).

2.3.3 Vpliv razpršene proizvodnje na energetske razmere v distribucijskem omrežju

Klasični koncept elektroenergetskega sistema danes je sestavljen iz centraliziranih velikih proizvodnih virov, od koder se energija prenaša preko prenosnega in distribucijskega omrežja do končnih odjemalcev. Novi proizvodni viri na distribucijskem omrežju vnašajo v sistem povsem nove elemente obratovanja. Njihova prisotnost je z vidika splošnega pomanjkanja energije, težav pri umeščanju velikih energetskih objektov v prostor in zmanjševanja izpustov CO₂ dobrodošla, vendar lahko RV-ji s svojo množičnostjo povzročijo, da se klasično grajeni elektroenergetski sistem zamaje v samih temeljih in postane nezmožen zanesljive, varne in ekonomične oskrbe z električno energijo. Dokler je delež razpršenih virov z njihovimi specifičnimi obratovalnimi karakteristikami v velikostnem razredu nekaj promilov ali odstotkov težav ni, čim se delež na določenem omrežju poveča na nekaj deset odstotkov, pa je potrebno ukrepanje tako na področju obratovanja kot tudi načrtovanja. Veliko število teh virov povzroča težave zlasti pri regulaciji napetosti, zagotavljanju selektivnosti zaščite, vzdrževanju kakovosti napetosti... Številni viri so tudi odvisni od naravnih dejavnikov (veter, sonce, voda), zato njihova proizvodnja zelo niha, kar otežuje izenačevanje proizvodnje in porabe, ki je nujno za stabilno obratovanje omrežja. S priključitvijo razpršenih virov električne energije se lahko pojavijo določeni vplivi na energetske razmere v distribucijskem omrežju:

- s priključevanjem razpršenih virov se napetost v omrežju spremeni in je treba poskrbeti za obvladovanje napetostnega profila vzdolž voda;
- povečanje kratkostične moči v omrežju s priključenimi razpršenimi viri;
- morebitna zamenjava obstoječe opreme (odklopniki morajo biti sposobni varno prekiniti kratkostične toke v novih razmerah);

- sprememba sistemske zanesljivosti (izračun sistemske zanesljivosti z vključenimi razpršenimi viri lahko postane kompleksen);
- možna slabša kakovost električne napetosti (fliker, harmoniki, odstopanje frekvence in napetosti, problem s delovanjem avtomatskega ponovnega vklopa APV in HAPV);
- termične obremenitve opreme (v določenih primerih so potrebne ojačitve obstoječih vodov);
- ogrožena stabilnost sistema (problem v primeru velikega deleža razpršenih virov);
- zagotavljanje jalove energije za delovanje razpršenih virov;
- ovrednotenje zaščitnih shem (sprememba smeri pretoka energije, delno napajanje točke okvare s strani razpršenih virov);
- stohastičnost RV, torej obratovanje RV neodvisno od zahtev omrežja lahko predstavlja doslej neznanе težave pri vodenju sistema (npr. zaradi sprememb osončenja ali vetra lahko prihaja do velikih gradientov moči).

Že sedaj se v določenih delih distribucijskega omrežja pojavljajo težave s priključevanjem in obratovanjem razpršenih virov. Predvsem so problematična ruralna podeželska območja, kjer je omrežje, zaradi prostorske razpršenosti odjemalcev zelo razvejano in posledično izjemnih dolžin tako na SN in NN napetostnem nivoju. Ugodna lokacija za razpršeno proizvodnjo oziroma izkoriščanje potenciala obnovljivih virov energije ne sovпада z zmogljivostjo distribucijskega omrežja na tej lokaciji, da prevzame proizvedeno energijo iz teh virov. Obseg proizvodnje električne energije v problematičnih delih omrežja je že tolikšen, da v določenih obdobjih presega porabo (visoki pretoki rek, ugodno osončenje, obdobja nizke porabe glede na obremenilni diagram), kar privede do pretokov moči iz NN omrežja v SN omrežje in tudi v VN omrežje.

SODO bo z ustreznimi aktivnostmi usmerjal izgradnjo novih enot razpršene proizvodnje električne energije na lokacije, ki so s stališča razpoložljive elektroenergetske infrastrukture in vpetosti v elektrodistribucijsko omrežje najprimernejše za proizvodnjo električne energije. Okvirni obseg potrebnih aktivnosti:

- zagotovitev ustreznega modela distribucijskega omrežja;
- namestitev merilnih naprav v vse TP in izbrane točke v omrežju za pridobitev informacij o realnem stanju pretokov moči in obremenitvi omrežja;
- zagotovitev medsebojnega povezovanja sistemov vodenja in nadzora kakovosti napetosti ter področja izdajanja dokumentov za priključevanje na omrežje;
- izdelava klasifikacije lokacij glede na tehnično in ekonomsko možnost vključevanja RV v distribucijsko omrežje;
- izdelava klasifikacij lokacij glede na zmožnost porabe proizvedene energije RV znotraj lokalnega omrežja istega napetostnega nivoja;
- periodično izvajanje in posodabljanje klasifikacije lokacij glede na dejansko in predvideno stanje v omrežju.

2.4 Električna vozila

Država ustvarja podporno okolje za uvedbo električnih vozil v promet, kar v omrežje vnaša nove porabnike kot tudi hranilnike električne energije. Tako je eno izmed prednostnih področij tudi zadostna pokritost s polnilno infrastrukturo za električna akumulatorska vozila. Pričakovati je rast porabe električne energije v prometu (čeprav je strukturni delež porabe še vedno relativno majhen glede na ostale sektorje končne porabe). Poraba v prometu bolj narašča v scenarijih smotrnejšega ravnanja z energijo in intenzivnejšega izvajanja energetske politike, ker je po teh scenarijih moč pričakovati tako večji delež električnih lokomotiv in prometa na železnici, kot tudi večje povečanje obsega prometnega dela s cestnimi električnimi prevoznimi sredstvi. Skupno naj bi bilo tako do leta 2030 povečanje porabe v prometu na 1.170 do 1.210 GWh (v letu 2009 je bila poraba v prometu 194 GWh). V Sloveniji je nekaj polnilnih mest za električna akumulatorska vozila že postavljenih.

3 OPIS OBSTOJEČEGA STANJA OMREŽJA, OBRATOVANJA OMREŽJA IN KAKOVOSTI

3.1 Obratovalne značilnosti omrežja

Elektroenergetsko distribucijsko omrežje je sistem povezanih naprav, ki so namenjene distribuciji električne energije od prenosnega omrežja h končnemu odjemalcu ali proizvajalcu električne energije.

V Sloveniji poteka distribucija električne energije na naslednjih napetostnih nivojih:

- visokonapetostni nivo (VN) z nazivno napetostjo 110 kV,
- srednenapetostni nivo (SN) z nazivno napetostjo 10 kV, 20 kV in 35 kV (se ukinja),
- niskonapetostni nivo (NN) z nazivno napetostjo 0,4 kV (230/400 V) in 1 kV.

Najpomembnejši elementi distribucijskega omrežja so:

- Razdelilne transformatorske postaje (RTP) s transformacijo napetosti 110/X kV in SN/SN kV,
- Razdelilne postaje (RP),
- Transformatorske postaje s transformacijo napetosti SN/NN kV in NN/NN kV,
- Elektroenergetski vodi v nadzemni in podzemni izvedbi z golimi vodniki in izoliranimi vodniki (kabli),
- Stojna mesta ali stebri (les, beton, železo, aluminij).

Poleg osnovne (primarne) infrastrukture je za izvajanje distribucije električne energije potrebna tudi druga (sekundarna) infrastruktura:

- distribucijski center vodenja (DCV),
- številne meritve in merilni sistemi,
- TK infrastruktura za potrebe distribucije energije,
- avtomatizacija omrežja,
- daljinsko krmiljena stikala.

110 kV omrežje obratuje zazankano. Omrežje je izvedeno v nadzemni izvedbi in redko z kablovodi v zemlji, predvsem na mestnih področjih. Za nadzemne vode se uporablja vodnik Al/Je 240/40 za podzemne vode pa kabli, ki predstavljajo termični ekvivalent nadzemnemu vodu (npr. XLPE 630).

Srednenapetostno omrežje obratuje radialno z možnostjo prenapajanja, kjer ta možnost obstaja. V mestnih in strnjених naseljih je omrežje izvedeno pretežno v podzemni izvedbi. Vodniki nadzemnih vodov so tipskih prereзов od 25 mm² do 150 mm² in različnih materialov (Al/Je, Cu, PAS). Kabli so tipskih prereзов od 35 mm² do 240 mm² (Al in Cu). Najpogostejše strukture omrežja so: odprta zanka, vreteno, težiščna postaja, klas in pentlja.

Niskonapetostno omrežje obratuje pretežno radialno. Možnost rezervnega napajanja je omogočeno le pomembnejšim odjemalcem. Vodniki nadzemnih vodov so tipskih prereзов od 25 mm² do 70 mm² in različnih materialov (Al, Al/Je, Cu). Kabli so tipskih prereзов od 16 mm² do 240 mm² (Al in Cu).

Nizkonapetostno omrežje je v mestnih in strnjenih naseljih pretežno izvedeno v podzemni izvedbi. V nadzemni izvedbi so uporabljeni goli vodniki in samonosilni kabelski snop (SKS).

Vodenje obratovanja distribucijskega omrežja se izvaja v distribucijskih centrih vodenja na posameznem geografskem območju oskrbe.

V SN distribucijskih omrežjih se uporabljajo naslednji načini obratovanja nevtralne točke energetskega transformatorja:

- ozemljitev preko maloohmskega upora,
- resonančna ozemljitev,
- izolirano zvezdišče.

3.2 Stanje omrežja in njegovih elementov

Skupna dolžina omrežij vseh napetostnih nivojev znaša 62.525 km (sistemska dolžina), od tega je 72% NN omrežja in 27% SN omrežja.

Dolžina 110 kV omrežja znaša 806 km in je skoraj v celoti v nadzemni izvedbi, v podzemni izvedbi je manj kot 1% 110 kV omrežja. V obratovanju je 81 RTP 110 kV/SN z 177 energetskimi transformatorji VN/SN z instalirano močjo 4.901 MVA.

Dolžina SN omrežja je 16.740 km, od tega je 26% vodov položenih v zemljo. Na SN napetostnem nivoju obratuje tudi 19 RTP SN/SN. V 14.640 transformatorskih postajah je nameščenih 16.198 transformatorjev z instalirano močjo 3.769 MVA.

Dolžina NN omrežja je 44.979 km, od tega je 43% vodov položenih v zemljo.

	Obseg	Enota
OBJEKTI 110 KV IN OPREMA		
Nadzemni vodi	797	km
Podzemni vodi	9	km
110 kV vodi skupaj	806	km
RTP 110kV/SN	81	št.
RP 110 kV	0	št.
Transformatorji VN/SN	177	št.
Transformatorji VN/SN	4.901	MVA
SN OBJEKTI IN OPREMA		
Nadzemni vodi	12.402	km
Podzemni vodi	4.338	km
SN vodi skupaj	16.740	km
RTP SN/SN	19	št.
RP	100	št.
TP	14.640	št.
Transformatorji SN/SN	50	št.
Transformatorji SN/SN	332	MVA
Transformatorji SN/NN	16.198	št.
Transformatorji SN/NN	3.769	MVA
NN OBJEKTI		
Nadzemni vodi	25.584	km
Podzemni vodi	19.396	km
NN vodi skupaj	44.979	km

Tabela 11: Zbirni pregled obsega elektrodistribucijske infrastrukture (stanje na dan 31.12.2009).

Starostna struktura nadzemnih vodov je problematična predvsem na SN napetostnem nivoju, kjer 35% 20 kV vodov in 49% 10 kV vodov že presega predvideno dobo uporabe. Gradnja nadzemnih vodov se v zadnjem obdobju nadomešča z podzemnimi vodi, vendar investicijska vlaganja v novogradnje in rekonstrukcije nadzemnih vodov vedno ne sledijo staranju omrežja.

Življenjska doba kablovodov v zemlji je manj problematična, saj je večina kablovodov starih pod 30 let. Problematici so kabli z izolacijo EHP in XHP, vgrajeni pred letom 1990, pri katerih se pojavljajo težave s prodiranjem vlage v izolacijo kabla. Starostna struktura je spet neugodna na 10 kV napetostnem nivoju.

Pri transformatorskih postajah se zadnjem obdobju gradijo predvsem TP tipa montažno betonske, TP na betonskem drogu in montažne pločevinaste (zavedene pod tip ostale). Najstarejše so tako zidane stolpne TP, pri katerih že 86% presega predvideno dobo uporabe.

Večina energetskih transformatorjev 110 kV/SN je stara manj kot 30 let, vendar imajo transformatorji, ki so starejši od 20 let (še posebej tisti starejši od 30 let) večje izgube v primerjavi s transformatorji, ki so bili vgrajeni v zadnjih desetih letih. Problematici so transformatorji 35 kV/X, ki presegajo predvideno življenjsko dobo že v 51% in transformatorji 10/0,4 kV ki presegajo življenjsko dobo že v

61% primerov. Nasploh kažejo podatki iz prejšnjih let, da zaenkrat zamenjava transformatorjev ne sledi starosti naprav.

Starostna struktura 110 kV odklopnikov je ugodna, saj se je v zadnjem obdobju izvajala zamenjava malooljnih odklopnikov z odklopniki polnjenimi s SF6 plinom. V SN stikališčih se nadaljuje zamenjava starih in nezanesljivih malooljnih odklopnikov, ki potrebujejo tudi več vzdrževanja, z odklopniki vakuumske izvedbe.

Starostna struktura odklopnih ločilnikov in ločilnikov kaže, da je večina teh naprav starejša od 20 let, kjer se pri nekaterih tipih pojavljajo težave z lomi podpornih izolatorjev in slabosti v tokovnih vezeh, zato lahko predvidevamo, da nekatere naprave ne bodo dosegle pričakovane življenjske dobe.

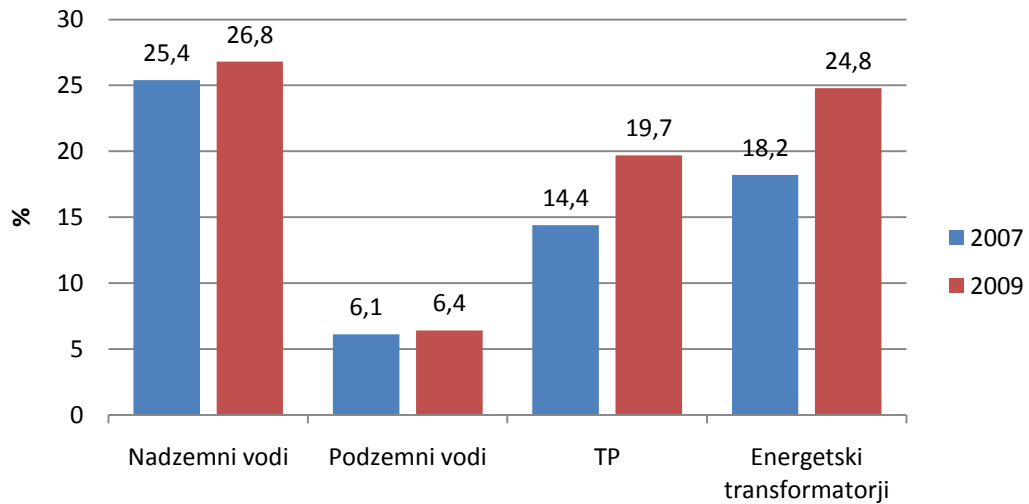
5% tokovnih instrumentnih transformatorjev na 110 kV napetostnem nivoju in 6% tokovnih instrumentnih transformatorjev na SN napetostnem nivoju presega starost 30 let, vendar se starostna struktura izboljšuje.

Starostna struktura napetostnih instrumentnih transformatorjev ni problematična, čeprav jih nekaj že presega predvideno življenjsko dobo. S predvidenimi rekonstrukcijami RTP se bo starostna struktura še izboljšala.

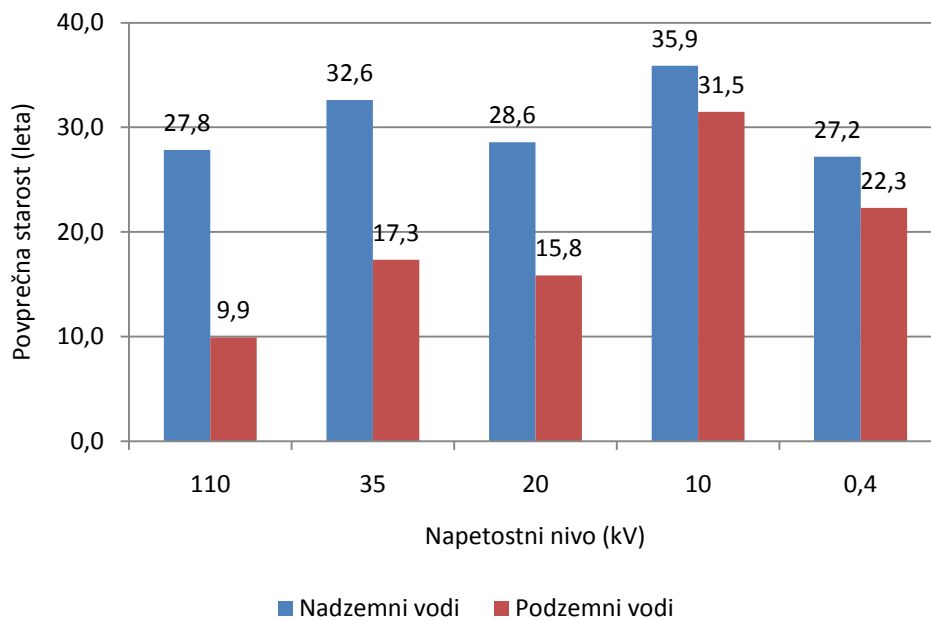
Večina odvodnikov prenapetosti na 110 kV napetostnem nivoju je bila v preteklem obdobju zamenjana. Nekoliko slabša struktura je na SN napetostnem nivoju, kjer se bo z rekonstrukcijami RTP le ta izboljšala.

Naprave za brezprekinitveno napajanje se vgrajujejo zadnji nekaj let, zato je njihova starostna struktura ugodna. Večina akumulatorskih baterij je novejšega tipa in sicer so to hermetično zaprte baterije, kjer pa se že ugotavlja, da je njihova življenjska doba napram baterijam odprtega tipa precej nižja. Usmerniki in razsmerniki so praviloma modularne izvedbe, zaradi česa se je povečala stopnja razpoložljivosti, hkrati pa se je poenostavilo tudi vzdrževanje.

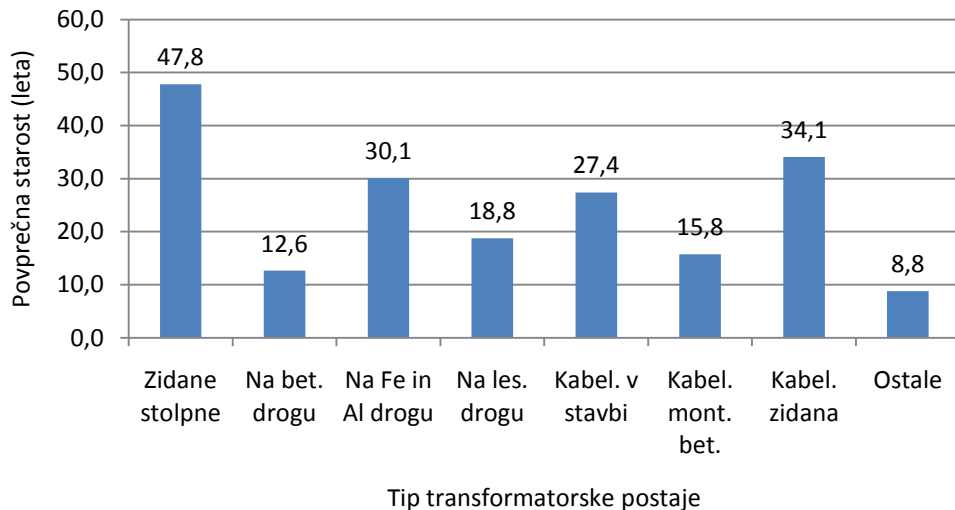
Na 110 kV napetostnem nivoju (VN polja in TR polja) še vedno obstajajo zaščitne naprave starejše izvedbe druge in celo prve generacije, pri katerih je možno zmanjšanje zanesljivosti delovanja ob dogodkih v 110 kV omrežju.



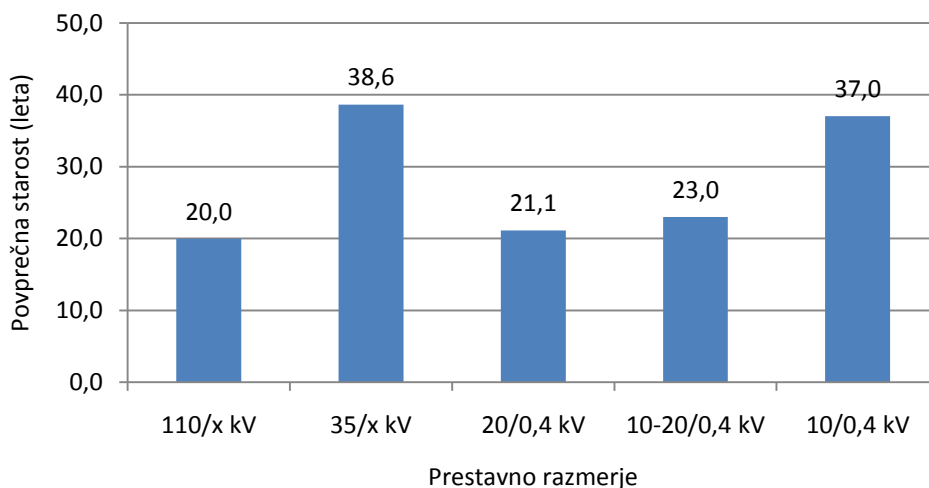
Slika 18: Delež pomembnejših elementov distribucijskega omrežja, ki že presega predvideno dobo uporabe.



Slika 19: Povprečna starost nadzemnih in podzemnih vodov.



Slika 20: Povprečna starost transformatorskih postaj.



Slika 21: Povprečna starost energetskih transformatorjev.

Številne meritve

Pri uporabnikih s priključno močjo do 41 kW je večina števecov (80%) še vedno indukcijskih. Delež števecov, ki se lahko daljinsko odčitavajo (AMR, AMM, AMI) je 13%, delež AMM in AMI števecov pa 6%. Nekaj nameščenih števecov je tudi statičnih (elektronskih), ki so se začeli uporabljati pred približno 10 leti, vendar še nimajo funkcionalnosti AMR. Na področju odjemalcev s priključno močjo 41 kW in več, kjer so obvezni 15 minutni podatki o porabi so nameščeni števci z možnostjo daljinskega odčitavanja (AMR).

Geografsko območje oskrbe	Statični, ki niso AMx		AMR		AMM/AMI		Indukcijski		Skupaj
	Število	%	Število	%	Število	%	Število	%	Število
Elektro Celje	12.389	8%	7.368	5%	7.447	5%	135.441	83%	162.645
Elektro Gorenjska	7.152	8%	1.571	2%	690	1%	76.350	89%	85.763
Elektro Ljubljana	23.053	7%	32.809	10%	23.879	7%	242.210	75%	321.951
Elektro Maribor	17.829	9%	18.375	9%	15.506	7%	156.254	75%	207.964
Elektro Primorska	991	1%	152	0%	8.066	6%	116.972	93%	126.181
Skupaj	61.414	7%	60.275	7%	55.588	6%	727.227	80%	904.504

Tabela 12: Števci pri odjemalcih s priključno močjo do 41 kW (vir: [12])

Geografsko območje oskrbe	Statični, ki niso AMR		AMR		Skupaj
	Število	%	Število	%	Število
Elektro Celje	183	8%	2.000	92%	2.183
Elektro Gorenjska	194	16%	1.004	84%	1.198
Elektro Ljubljana	0	0%	4.138	100%	4.138
Elektro Maribor	101	4%	2.208	96%	2.309
Elektro Primorska	0	0%	1.636	100%	1.636
Skupaj	478	4%	10.986	96%	11.464

Tabela 13: Števci pri uporabnikih s priključno močjo 41 kW in več (vir: [12])

Indukcijski števeci so v povprečju stari 24 let (podatki iz leta 2008, ko je bila narejena starostna analiza). 40% vseh indukcijskih števecv je starejših od 24 let, okoli 20% pa jih je starejših od 32 let, kar je življenjska doba oz. doba uporabe teh števecv.

Statični števeci so se začeli uporabljati pred približno desetimi leti, bistven porast njihove uporabe pa beležimo šele po letu 2004.

Telekomunikacijsko omrežje

Za izvajanje svojih funkcij mora biti distribucijsko omrežje podprto s široko paleto telekomunikacijskih storitev, zasnovanih na ustreznih TK tehnologijah in TK medijih. V TK omrežjih na posameznih geografskih območjih oskrbe nastopajo zelo raznovrstna TK vozlišča od tehnološko zelo zahtevnih (združujejo večje število TK storitev in ustreznih tehnologij) do tehnološko enostavnih (za izvajanje posamezne TK storitve). Osnovne storitve so zajem in prenos govora, videa ter podatkov za potrebe sistemov vodenja in nadzora distribucijskega omrežja, poslovne in tehnične informatike.

Osnova obstoječe TK infrastrukture je hrbtencični sistem optičnih povezav SDH, ki ga za potrebe komunikacije z odročnimi lokacijami dopolnjuje sistem radijskih povezav.

Omrežje fleksibilnih multipleksorjev se uporablja za prenos podatkov in telefonije med DCV in vsemi energetske objekti, za potrebe poslovne informatike, procesnega vodenja, števnih meritev, meritev kakovosti oskrbe z električno energijo, zaščito itd.

Veliko potreb po komunikaciji (telemetrija, kakovost, zaščita) se trenutno rešuje tudi preko mobilnih komunikacij (GSM, GPRS, UMTS). Z nadaljnjo izgradnjo optičnega omrežja do TP na nizkonapetostnem omrežju se bo večina teh povezav preselila na IP omrežje.

Radijsko omrežje je analogno in vedno bolj tudi digitalno.

Tip TK povezave	Dolžina [km]
TOSM	572
OPGW	344
OPWR	130
ADSS	597
Skupaj	1.642

TOSM-zemeljski optični kabel

OPGW-optični kabel v strelovodni vrvi

OPWR-optični kabel ovit okoli faznega vodnika

ADSS-samonosilni optični kabel

Tip TK vozlišča	Količina [kos]
IP	216
SDH	65
WDM	22
FMX	129
PDH	17
RR	41
Skupaj	490

IP-Internet Protocol (internet protokol)

SDH-Synhronuos Digital Hierarchy (sinhrona digitalna hierarhija)

WDM-wave division multiplex (valvno-dolžinski multipleks)

FMX-Flexible Multiplexer (fleksibilni multipleksor)

PDH-Plesiocronuos Digital Hierarchy (pleziohrona digitalna hierarhija)

RR-radio relejni sistem

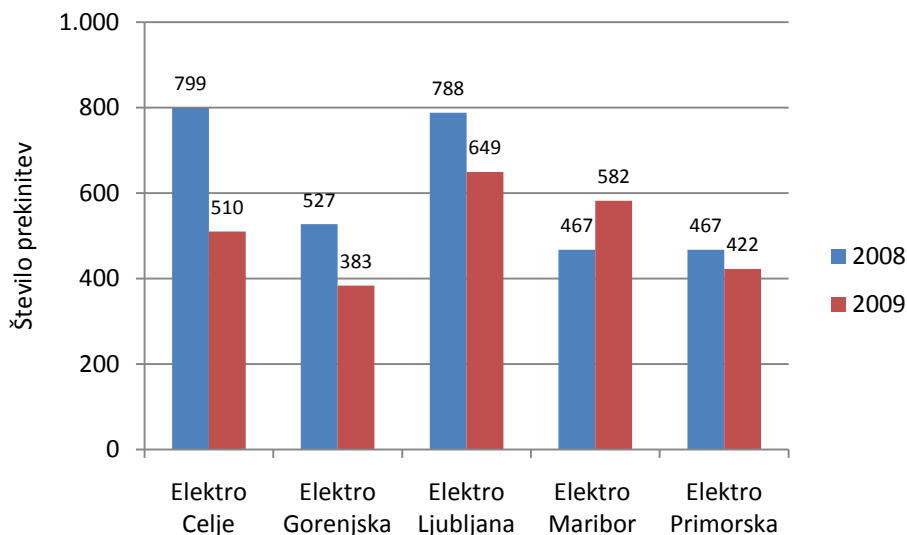
Tabela 14: Obseg telekomunikacijskega omrežja (stanje na dan 31.12.2009).

3.3 Analiza delovanja distribucijskega omrežja in statistika dogodkov za minulo obdobje

Zbiranje in obdelava podatkov o delovanju distribucijskega omrežja in statistika dogodkov na celotnem območju Slovenije se izvaja poenoteno od leta 2008. Podrobnejša analiza delovanja distribucijskega omrežja in kakovost obratovanja omrežja je obdelana v [51].

V letu 2009 je bilo zabeleženih nekaj daljših prekinitev s prekinitvijo distribucije električne energije večjemu številom odjemalcev, zaradi izrednih dogodkov, ki so bili posledica neurij, snega, poplav in žleda.

Skupno število nenačrtovanih dolgotrajnih (daljše od 3 min) prekinitev se je v letu 2009 primerjavi z letom 2008 znižalo iz 3.048 prekinitev na 2.546 prekinitev.



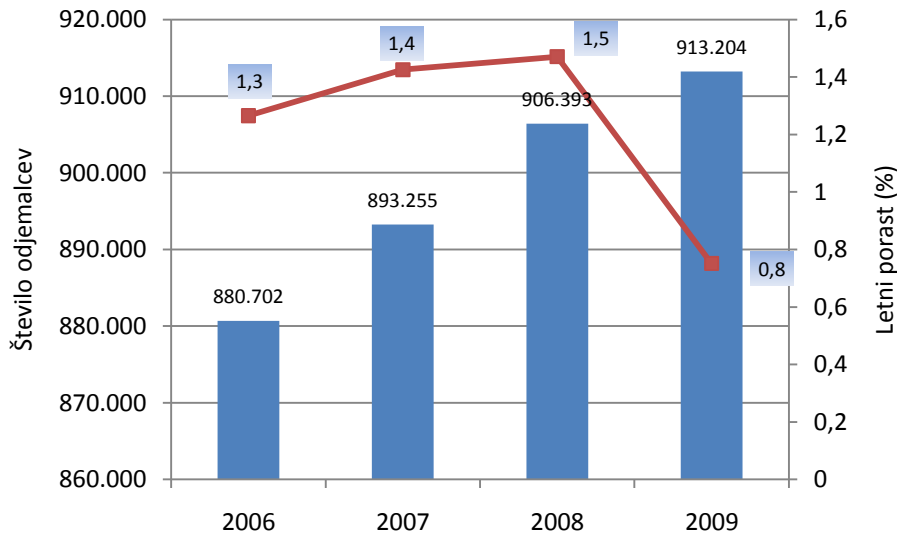
Slika 22: Število nenačrtovanih dolgotrajnih prekinitev na posameznih geografskih območjih oskrbe.

3.4 Kakovost obratovanja omrežja ter oskrbe odjemalcev

Kakovost oskrbe z električno energijo opredeljujejo:

- neprekinjenost napajanja,
- kakovost napetosti,
- komercialna kakovost.

SODO skupaj s pogodbenimi izvajalci nalog SODO zagotavlja varno in učinkovito distribucijo električne energije več kot 900.000 uporabnikom distribucijskega omrežja na ozemlju Republike Slovenije. V letu 2009 je bilo na distribucijsko omrežje priključenih 913.204 odjemalcev električne energije. Število odjemalcev se povečuje s povprečnim letnim porastom v višini 1,2%.



Slika 23: Število odjemalcev električne energije v obdobju 2006 do 2009.

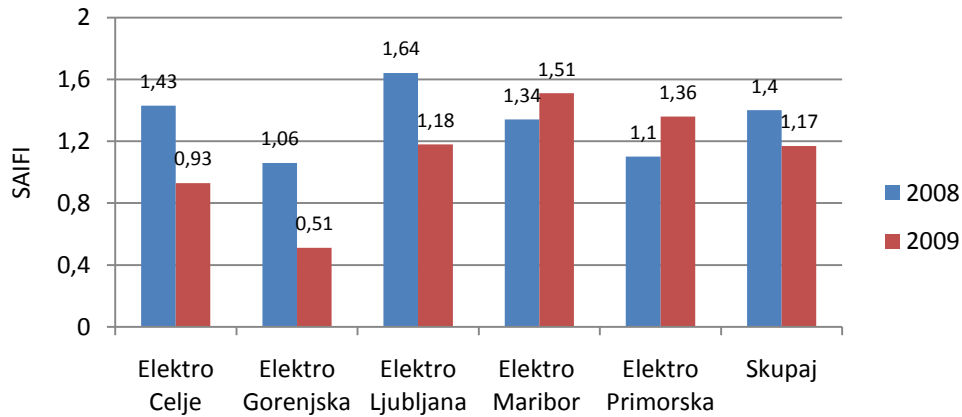
3.4.1 Nprekinjenost napajanja

Za spremljanje nprekinjenosti napajanja odjemalcev se uporabljata sistemska kazalnika SAIDI in SAIFI, ki sta podrobneje opisana v poglavju 1.3.1 Kriteriji načrtovanja distribucijskega omrežja električne energije. Leta 2007 je Agencija RS za energijo v okviru posvetovalno-odločitvenega procesa pripravila definicije za parametre nprekinjenosti napajanja, ki omogočajo jasnejše in enovito opredeljevanje dogodkov glede na vzroke (lastni vzroki, tuji vzroki, višja sila). Izdelana je tudi spletna aplikacija, ki je poenotila poročanje o nprekinjenosti napajanja. Izvajalci nalog SODO tako poročajo o kakovosti oskrbe s stališča nprekinjenosti od 1. 1. 2008 Agenciji RS za energijo.

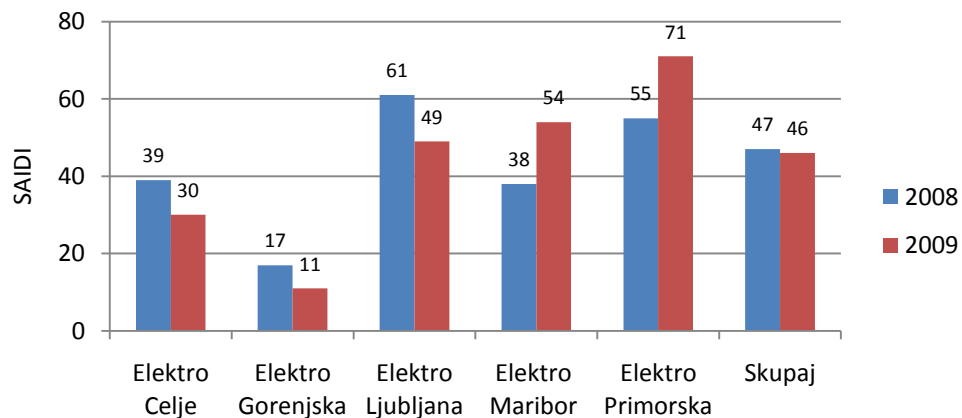
Raven nprekinjenosti za prekinitve, ki so posledica lastnega vzroka, se razlikuje po geografskih območjih oskrbe. To je predvsem posledica različne starostne strukture naprav in opreme omrežja, različnega tehnološkega nivoja vgrajenih naprav in opreme, obsega in konfiguracije omrežja, možnost zagotavljanja rezervnega napajanja in samega vzdrževanja. Na nivoju države je opazno izboljšanje obeh kazalcev SAIFI in SAIDI. Dosežena vrednost kazalnikov v letu 2009 za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve ne glede na vzrok prekinitve znaša za SAIFI 2,4 prekinitvev/odjemalca in za SAIDI 133 min/odjemalca.

Če primerjamo raven nprekinjenosti napajanja v Sloveniji v letu 2009 s podatki nekaterih drugih držav z vidika kazalnikov SAIDI in SAIFI, lahko rečemo, da se uvrščamo v srednji kakovostni razred.

Dolgoročno izenačenje kakovosti na vseh geografskih območjih oskrbe je tudi eden najpomembnejših ciljev reguliranja z nprekinjenostjo napajanja, ki ga uvaja agencija. Ob tem nas čaka zelo zahtevna naloga, tj. določitev optimalne ravni nprekinjenosti napajanja v Sloveniji, torej ravni nprekinjenosti napajanja, kateri bi radi začeli dolgoročno približevati posamezna geografska območja oskrbe in je socialno-ekonomski strošek minimalen.



Slika 24: Kazalec SAIFI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitev (lastni vzroki) za leti 2008 in 2009 po geografskih območjih oskrbe.



Slika 25: Kazalec SAIDI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitev (lastni vzroki) za leti 2008 in 2009 po geografskih območjih oskrbe.

Prekinitev zaradi lastnega vzroka, predstavljajo v skupnem kazalniku SAIDI in SAIFI pomemben del, zato lahko s tega vidika z ustreznim investicijskim vlaganjem in vzdrževanjem znatno vplivamo na izboljšanje neprekinjenosti napajanja oz. oskrbe z električno energijo.

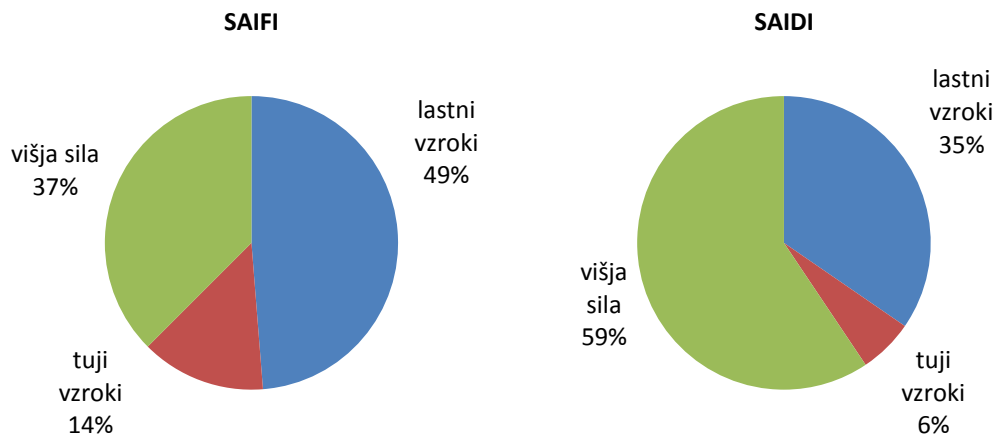
Investicijska vlaganja, ki so še posebej prispevala k izboljšanju naprekinjenosti napajanja so:

- novogradnje in rekonstrukcije 110 kV objektov (RTP z vključitvijo v 110 kV omrežje)
- vgradnja shunt stikal s katerimi se zniža število kratkotrajnih prekinitev,
- vzpostavitev daljinsko vodenih stikal,
- nadomeščanje nadzemnih vodov z kablovodi v zemlji,
- krajšanje dolžin omrežja z interpolacijo novih transformatorskih postaj,
- povečanje hitrosti in kapacitete prenosa podatkov z vgradnjo sodobne TK opreme.

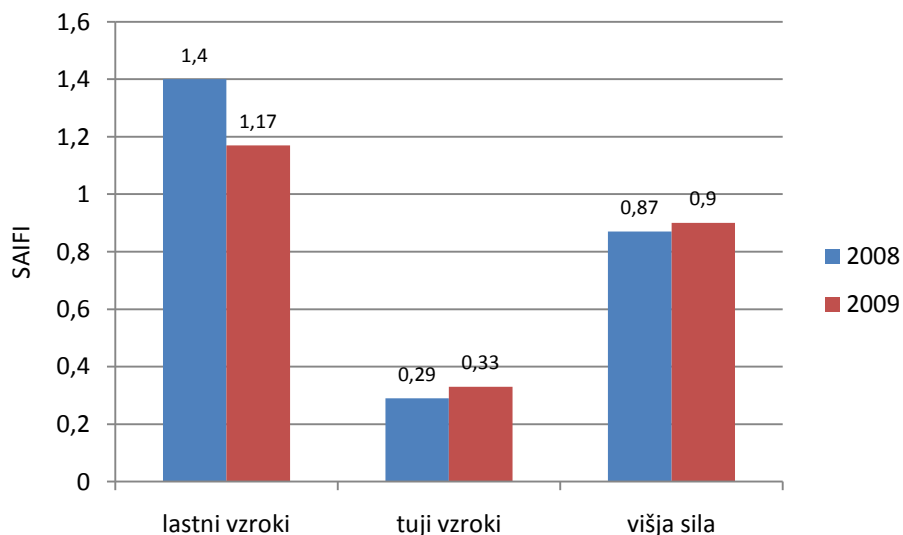
Z investicijskimi vlaganji vplivamo predvsem na število prekinitev zaradi lastnega vzroka. Na delovanje višje sile lahko delno vplivamo v smislu manjše izpostavljenosti omrežja raznim vremenskim vplivom

(veter, sneg, žled ...) in drugim vplivom (onesnaženost, prah ...) ter s hitrejšim odzivom in možnostjo vzpostavitve normalnega obratovalnega stanja ali izločitve okvarjenega dela omrežja.

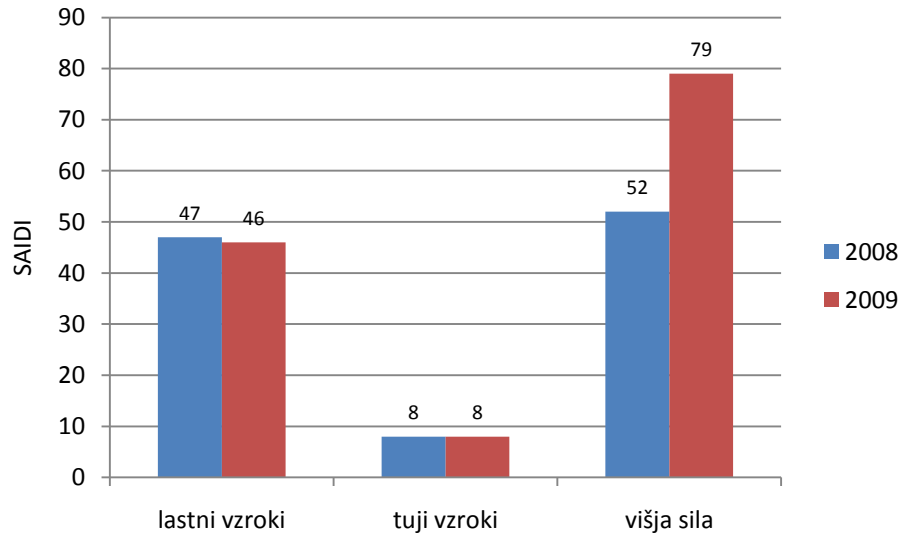
Iz primerjave delež posameznih vzrokov prekinitev v kazalnikih SAIDI in SAIFI ugotavljamo, da je število okvar v večini primerov povezano z lastnimi vzroki (49%), trajanje okvar je pa daljše v primerih višje sile. Takšni rezultati so tudi pričakovani, saj od delovanju višje sile praviloma prihaja do večjih havarij, ki posledično trajajo dalj časa in zajamejo večje število odjemalcev.



Slika 26: Delež posameznih vzrokov prekinitev na nivoju države.



Slika 27: SAIFI glede na vzrok prekinitev



Slika 28: SAIDI glede na vzrok prekinitve

3.4.2 Kakovost napetosti

Kakovost napetosti je definirana s tehničnim standardom SIST EN 50160:2008 Značilnosti napetosti v javnih razdelilnih omrežjih. Spremlja se s stalnim monitoringom na VN napetostnem nivoju na meji med prenosnim in distribucijskim omrežjem (RTP) ter na SN napetostnem nivoju v posameznih RTP. Občasni načrtovani monitoring se izvaja v transformatorskih postajah in pri uporabnikih omrežja. Prav tako se izvaja občasni monitoring ob pritožbah uporabnikov distribucijskega omrežja.

Glavni problem v distribucijskem omrežju predstavljajo flikerji, v manjšem obsegu tudi višje harmonske komponente in velikost napajalne napetosti. Viri harmonikov in flikerjev so v manjši meri elementi omrežja, predvsem pa porabniki pri odjemalcih oziroma uporabnikih:

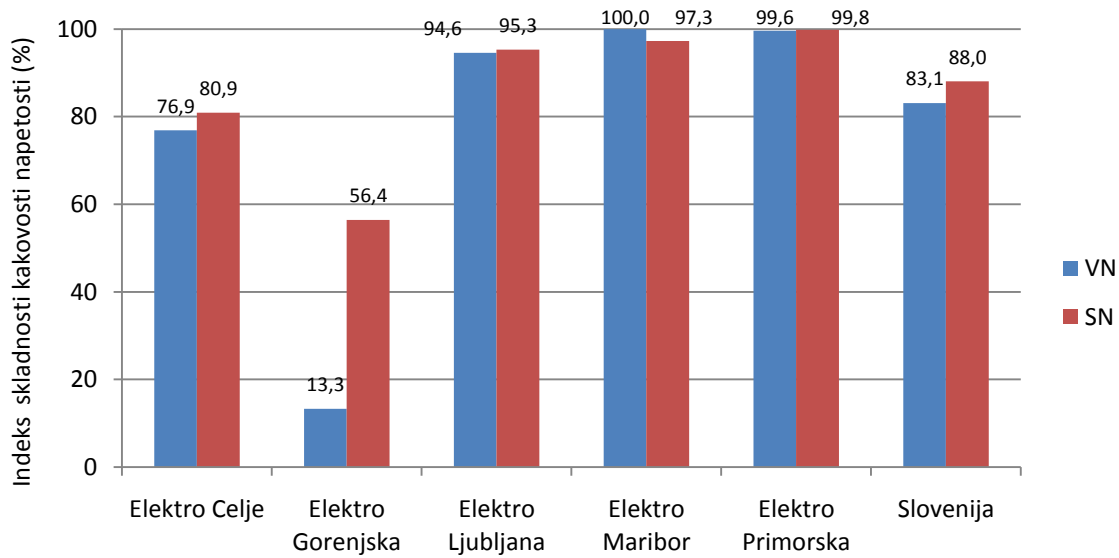
- močnostni transformatorji,
- generatorji,
- polprevodniške naprave,
- elektroobločne peči in varilni aparati in
- kondenzatorske baterije.

Stalni monitoring

Meritve se izvajajo v časovnem obdobju celega leta, ki zajema 52 merilno zaključenih tednov. Pri meritvah je uporabljena merilna metoda, ki v primeru najpomembnejših parametrov kakovosti napetosti, ustreza zahtevam tehničnega standarda SIST EN 61000-4-30. Sistem za stalni monitoring kakovosti napetosti zajema merilna mesta na VN napetostnem nivoju (transformatorska in vodna polja) in merilnih mesta na SN napetostnem nivoju v RTP (transformatorske in izvodne celice).

Glavni vzrok neskladnosti napetosti je fliker, ki se s prenosnega omrežja prenaša v distribucijsko omrežje. Največji povzročitelji motenj v omrežju so elektroobločne peči v jeklarnah in železarnah (celotno območje Elektro Gorenjska, delno Elektro Ljubljana in Elektro Celje).

Skladnost napetosti s parametri, kot jih predpisuje standard prikazujemo s pokazateljem oz. indeksom skladnosti kakovosti napetosti, ki je skupek vseh parametrov napetosti ali pa prikazuje skladnost samo za posamezne parametre napetosti.



Slika 29: Pokazatelj stanja kakovosti napetosti za leto 2009.

Pokazatelji kakovosti napetosti najpogosteje prikazujejo skladnost na področju harmonskih napetosti (I_H), na področju flikerjev (I_{plt}) ter na področju velikosti napajalne napetosti (I_U).

SODO	2008		2009	
	VN nivo	SN nivo	VN nivo	SN nivo
Pokazatelj stanja harmonskih napetosti I_H	100%	99,10%	100%	99,48%
Pokazatelj stanja flikerja I_{plt}	82,64%	88,89%	83,12%	88,89%
Pokazatelj stanja velikosti nap. napetosti I_U	100,00%	99,86%	99,95%	99,98%

Tabela 15: Pokazatelji stanja harmonskih napetosti, flikerja in velikosti napetosti za Slovenijo.

Občasni načrtovani monitoring

Občasni načrtovani monitoring kakovosti napetosti se izvaja v TP in pri odjemalcih v smislu ugotavljanja dejanskega stanja razmer v omrežju (ugotovimo nivo motenj) ter možnosti pravočasnega ukrepanja.

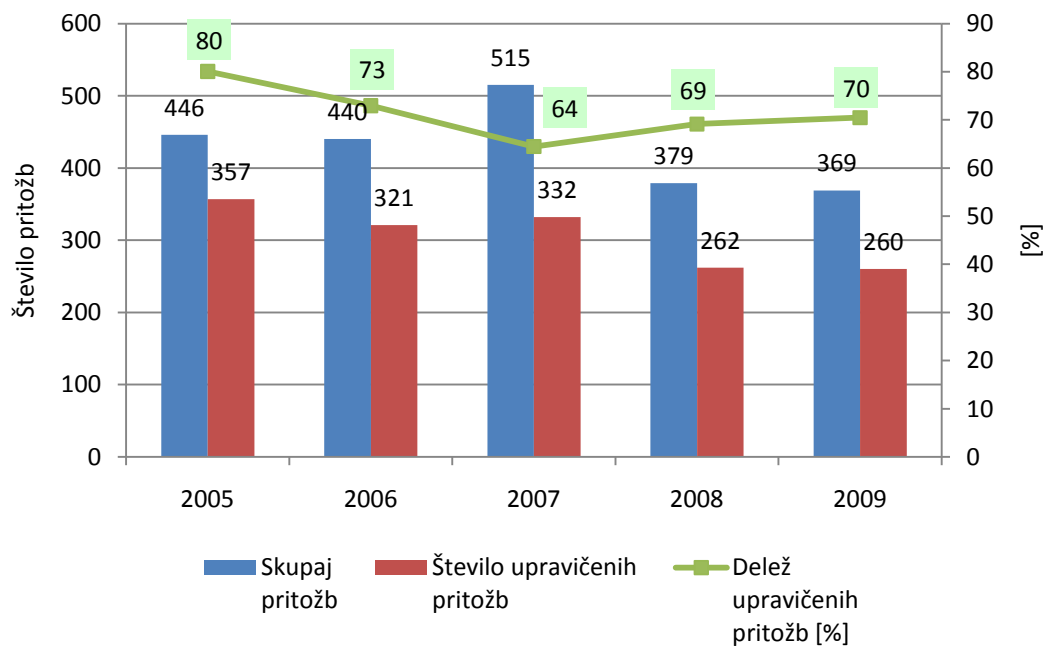
V večinskem deležu je bil vzrok neskladnosti fliker, v manjši meri pa tudi odklon napetosti in harmoniki. Pri pojavljanju flikerja se ugotavlja, da te neskladnosti v samem TP ni zaznati, temveč samo pri odjemalcih, kar pomeni, da jih povzročajo uporabniki na NN omrežju in se znotraj istega nizkonapetostnega izvoda seštevajo. Pri odklonih napetosti gre večinoma za prenizke vrednosti napetosti.

Za odpravo neskladnosti glede kakovosti napetosti se uporabljajo različni ukrepi:

- sprememba prestavnega razmerja na transformatorju SN/NN v TP (odprava prevelikega odklona napetosti),
- povečanje preseka obstoječih vodnikov-povečanje kratkostične moči,
- prevezava motečega uporabnika na lasten izvod iz TP,
- zamenjava transformatorja SN/NN v TP z večjim,
- napajanje motečega uporabnika iz nove lastne TP.

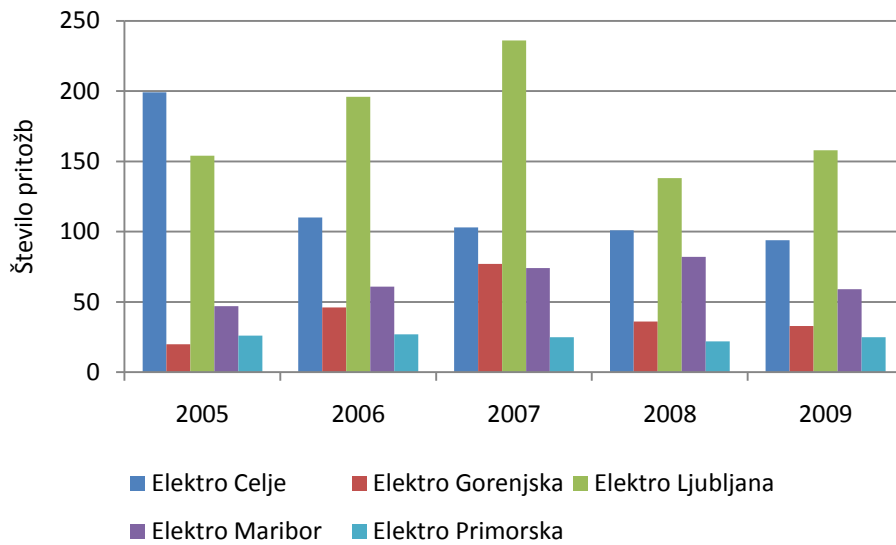
Monitoring ob pritožbah

V zadnjih letih je število pritožb upadlo. Prav tako je število upravičenih pritožb v upadanju, je pa delež upravičenih pritožb, torej pritožb, kjer se je dejansko z meritvami ugotovila neskladnost nekoliko zvišal. Je pa to tudi posledica v letu 2009 nekoliko spremenjene metodologije spremljanja upravičenih pritožb. Največ pritožb je v zvezi z odkloni napetosti in pojavom flikerja.

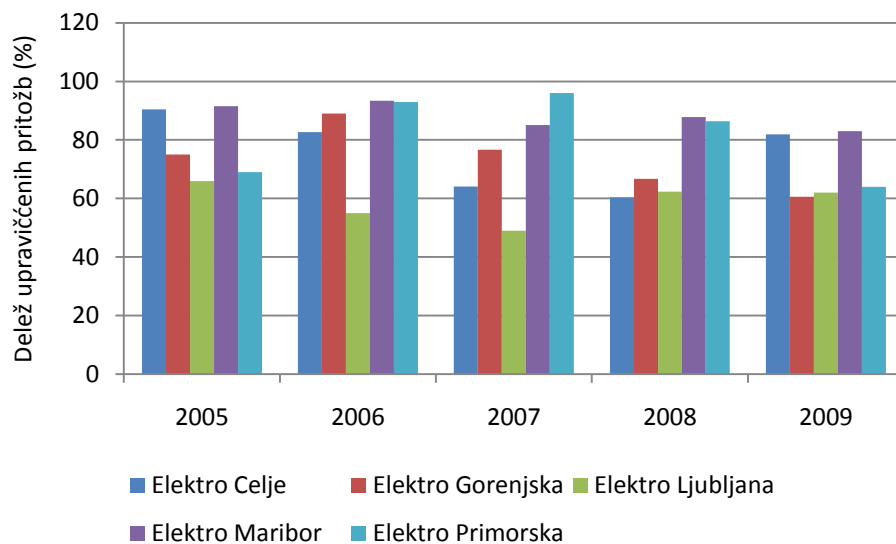


Slika 30: Število in delež upravičenih pritožb v zvezi s kakovostjo napetosti v obdobju od leta 2005 do 2009.

Po geografskih območjih se število pritožb kar razlikuje, kar je predvsem posledica razlik v številu uporabnikov na posameznem geografskem območju. Pri deležu upravičenih pritožb je stanje dokaj uravnoteženo, tako da zaenkrat ni večjih odstopanj na posameznih geografskih območjih oskrbe.



Slika 31: Število vseh pritožb v zvezi s kakovostjo napetosti v obdobju od leta 2005 do 2009 po geografskih območjih oskrbe.



Slika 32: Delež upravičenih pritožb na kakovost napetosti po geografskih območjih oskrbe v obdobju od leta 2005 do 2009.

Komercialna kakovost

Komercialna kakovost označuje netehnične vidike kakovosti storitev, ki izhajajo iz odnosa med sistemskim operaterjem oz. izvajalcem nalog SODO in uporabnikom omrežja.

V splošno komercialno kakovost (sistemski standardi) so vključene storitve, ki jih opravljajo izvajalci nalog SODO in so izražene kot povprečje časov, potrebnih za izvedbo določenih storitev. Zaradi tehničnih značilnosti omrežja nekaterih storitev ni možno zagotavljati vsem uporabnikom.

Individualna komercialna kakovost je izražena v obliki zajamčenih standardov in je zagotovljena vsem uporabnikom.

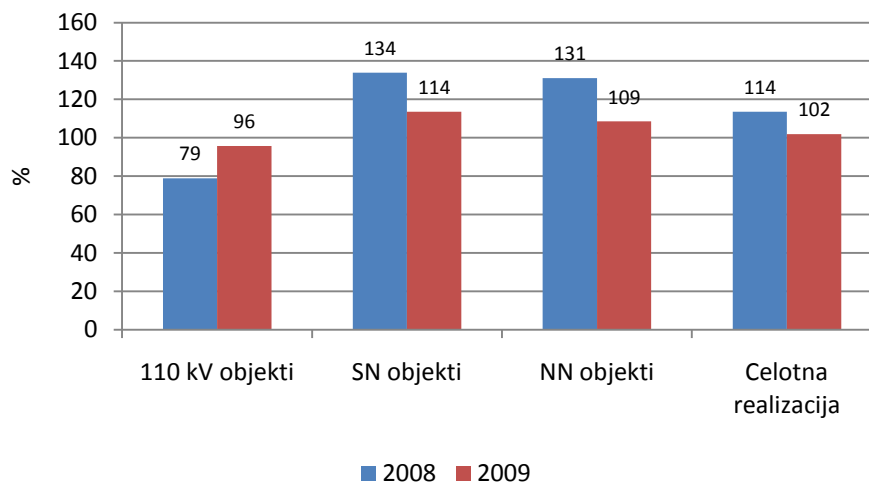
Poenoteno zbiranje in metodologija poročanja je določena z aktom o posredovanju podatkov o kakovosti oskrbe z električno energijo (Ur. l. RS, št. 89/2010) in se bo predvidoma pričelo izvajati v letu 2011.

4 RAZVOJNI NAČRT

4.1 Analiza realizacije investicijskih vlaganj v preteklem obdobju

Realizacija investicijskih vlaganj v letih 2008 in 2009 je bila dosežena v skladu s veljavnim načrtom razvoja. Nekoliko odstopajo realizacije znotraj posamezne investicijske skupine. Predvsem odstopa realizacija vlaganj v SN in NN omrežje, kar je posledica povečanih potreb po električni moči. Na nekaterih območjih oskrbe so bila potrebna večja vlaganja v SN in NN omrežje, zaradi sanacije škod, ki so bile posledica močnejših vremenskih pojavov. Veliko sredstev se je namenilo tudi za odpravo neskladnosti kakovosti napetosti, predvsem na ruralnih področjih.

Pri objektih, kjer je bilo potrebno pridobiti gradbeno dovoljenje ali izpeljati postopek sprejemanja ustreznih prostorskih aktov in je prišlo do časovnih zakasnitev so vzroki predvsem v pogostem spreminjanju zakonodaje in podzakonskih predpisov, zapletenih in neusklajenih postopkov, težav pri usklajevanju z lokalnimi skupnostmi in civilnimi pobudami ter problematike neurejenih zemljiškoknjižnih zadev. Predvsem se navedena problematika odraža na nižji realizaciji investicij v 110 kV objekte.



Slika 33: Indeksi finančne realizacije investicijskih vlaganj za leta 2008 in 2009, glede na gospodarske načrte.

4.2 Razvoj in investicijska vlaganja v elektrodistribucijsko infrastrukturo

V nadaljevanju so opredeljene ključne smeri razvoja distribucijskega omrežja po posameznih področjih ter opredeljene potrebne investicije v elektrodistribucijsko infrastrukturo in ostala vlaganja z oceno potrebnih finančnih sredstev, ki so potrebna za delovanje distribucijskega omrežja in izvajanje GJS SODO ter uspešno realizacijo vseh zahtev in ciljev v tem načrtu razvoja, energetske politike države in usmeritev EU.

Nabor investicijskih vlaganj je izdelan na podlagi rezultatov lastnih elektroenergetskih analiz in analiz zunanjih izvajalcev ob upoštevanju realizacije porabe in obremenitev v preteklem obdobju ter napovedi porabe in obremenitev v prihodnjem obdobju, podatkov o obstoječem stanju sistema (omrežje, transformacija, obremenitve, okvare, funkcionalno in tehnološko staranje), metod, ki omogočajo analize pričakovanih obratovalnih stanj, analize neprekinjenosti napajanja in ekonomske analize, zaznavanje sprememb pri obnašanju uporabnikov omrežja (razpršena proizvodnja, električna vozila, premiki koničnih obremenitev, upravljanje porabe in druge storitve, ki jih prinašajo nove tehnologije) in kriterijev načrtovanja, ki omogočajo zagotavljanje ustrezne kakovosti oskrbe z električno energijo in predstavljajo mejne vrednosti, katerih prekoračitev v procesu načrtovanja razvoja omrežja preprečujemo s sistemskim širjenjem omrežja (ojačitve in širitve omrežja) ter sodobnimi tehnološkimi pristopi in koncepti.

Dodatno so v nabor investicij vpeljane prioritete, tako da so razpoložljiva finančna sredstva optimalno izkoriščena ob maksimalnih učinkih. Izhodišča za postavljanje prioritet investicijskih vlaganj so naslednja:

- število odjemalcev, ki se priključuje na novo,
- količina prevzete energije novih odjemalcev,
- število odjemalcev, ki se jim izboljša kakovost oskrbe,
- količina nedobavljene energije zaradi slabe kakovosti oskrbe (neprekinjenost),
- investicije, ki so bile že v naboru prejšnjih načrtov razvoja omrežja,
- vsebovanost investicije v razvojnih študijah REDOS,
- reševanje upravičenih pritožb v zvezi s slabo kakovostjo oskrbe (neprekinjenost, neskladje kakovosti napetosti),
- vpliv na izboljšanje sistemskih kazalcev SAIDI, SAIFI in s tem na reguliranje omrežnine s kakovostjo (funkcijska povezava med neprekinjenostjo oskrbe in upravičenimi stroški),
- stanje infrastrukture (pretekla življenjska doba, pričakovana življenjska doba glede na dejansko stanje na terenu),
- vpliv na izgube v omrežju,
- struktura odjema,
- ekonomski učinki,
- doseganje ciljev s področja OVE in URE,
- dodatni učinki (drugi pozitivni učinki za uporabnike omrežja in nasploh).

4.2.1 Visokonapetostno (VN) 110 kV omrežje

Podrobnejši opis in utemeljitve načrtovanih objektov so navedene v [7, 8, 9, 10, 11].

Nabor ključnih projektov na področju 110 kV investicijskih vlaganj v 110 kV omrežje v naslednjem desetletnem obdobju in vse do leta 2030:

Geografsko območje oskrbe Elektro Celje:

- DV 2 × 110 (20) kV RTP Ravne – RTP Mežica,
- KB 2 × 110 (20) kV RTP Ravne – RTP Mežica,
- KB 2 × 110 kV RTP Žalec – 110 kV DV RTP Podlog – RTP Lava,
- KB 2 × 110 kV RTP Vojnik – 110 kV DV RTP Selce – RTP Slovenske Konjice,
- DV 2 × 110 kV RTP Trebnje – RTP Mokronog – RTP Sevnica.

Geografsko območje oskrbe Elektro Gorenjska:

- DV 2 × 110 kV Predor – Kranjska Gora,
- DV 2 × 110 kV Železniki – Bohinj,
- DV 2 × 110 kV Kamnik – Visoko,
- KBV 1 × 110 kV Kranjska Gora – meja Italija,
- KBV 2 × 110 kV vključitev RTP Brnik,
- DV/KBV 2 × 110 kV za RTP Trata Škofja Loka,
- DV 110 kV Škofja Loka – Železniki (rekonstrukcija),
- KBV 110 kV Jesenice – RTP Železarna (ENOS),

Geografsko območje oskrbe Elektro Ljubljana:

- DV 2 × 110 kV Polje – Vič,
- DV 2 × 110 kV Grosuplje – Trebnje,
- DV 110 kV Potoška vas – Trbovlje,
- DV 110 kV Hrastnik – Trbovlje,
- DV 110 kV Bršljin – Gotna vas,
- DV 110 kV Kleče – Litostroj,
- DV 110 kV Kočevje – Črnomelj,
- DV 110 kV Kamnik – Visoko,
- DV 110 kV Cerknica – Postojna,
- KBV 110 kV Litostroj – PCL,
- KBV 110 kV Šiška – Vrtača,
- KBV 110 kV Vrtača – Center,
- KBV 110 kV Litostroj – PCL,
- KBV 110 kV PCL – Toplarna,
- KBV 110 kV Center – Toplarna,
- DV 110 kV Logatec – Žiri,
- DV 110 kV Kočevje – Hudo (rekonstrukcija).

Geografsko območje oskrbe Elektro Maribor:

- DV 2 × 110 kV Lenart – Radenci,
- DV 2 × 110 kV Murska Sobota – Mačkovci,
- DV 2 × 110 kV Murska Sobota – Lendava,
- KBV 110 kV Pekre – Melje,

- DV 110 kV RTP Maribor – RTP Murska Sobota,
- DV 2 × 110 kV RTP Maribor – RTP Sladki vrh.

Geografsko območje oskrbe Elektro Primorska:

- KBV 110 kV Koper – Izola,
- DV 110 kV za RTP Hrpelje,
- DV 110 kV Kobarid – Žaga,
- KBV 110 kV Izola – Lucija,
- DV 2 × 110 kV Postojna – Cerknica.

Pri rekonstrukcijah 110 kV vodov so načrtovane zamenjave obstoječih strelovodnih vrvi s strelovodnimi vrvmi z vgrajenimi optičnimi vlakni (OPGW), zamenjava obesne opreme in izolatorjev, antikorozijska zaščita jeklenih oporišč ter sanacija ozemljitev.

4.2.2 Razdelilne transformatorske postaje 110 kV/SN

Nabor ključnih projektov na področju 110 kV investicijskih vlaganj v 110 kV omrežje v naslednjem desetletnem obdobju in vse do leta 2030:

Geografsko območje oskrbe Elektro Celje:

- RTP 110/20 kV Žalec,
- RTP 110/20 kV Vojnik,
- RTP 110/20 kV Mežica,
- RTP 110/20 kV Mokronog,
- RTP 110/20 kV Nazarje,
- RTP 110/20 kV Radlje.

Geografsko območje oskrbe Elektro Gorenjska:

- RTP 110/20 kV Bohinj,
- RTP 110/20 kV Brnik,
- RTP 110/20 kV Kranjska Gora,
- RTP 110/20 kV Bled,
- RTP 110/20 kV Trata.

Geografsko območje oskrbe Elektro Ljubljana:

- RTP 110/20 kV Trnovo,
- RTP 110/20 kV Vodenska,
- RTP 110/20 kV Ivančna Gorica z vključitvami,
- RTP 110/20 kV Mengeš z vključitvami,
- RTP 110/20 kV Dobruška vas z vključitvami,

- RTP 110/20 kV Toplarna,
- RTP 110/20 kV Vrtača,
- RTP 110/20 kV Ločna,
- RTP 110/20 kV PCL,
- RTP 110/20 kV Vevče,
- RTP 110/20 kV Brdo,
- RTP 110/20 kV Vižmarje z vključitvami.

Geografsko območje oskrbe Elektro Maribor:

- RTP 110/20 kV Mačkovci,
- RTP 110/20 kV Podvelka z vključitvami,
- RTP 110/10 (20) kV Zrkovci z vključitvijo,
- RTP 110/20 kV Murska Sobota 2 z vključitvijo,
- RTP 110/20 kV Pekre,
- RTP 110/20 kV Kidričevo,
- RTP 110/20 kV Dobrovnik.

Geografsko območje oskrbe Elektro Primorska:

- RTP 110/20 kV Izola,
- RTP 110/20 kV Hrpelje,
- RTP 110/20 kV Kobarid,
- RTP 110/20 kV Žaga,
- RTP 110/20 kV Divača.

V posameznih RTP je predvidena ojačitev transformacije, s čimer bo izpolnjen kriterij N-1 v transformaciji 110/SN in s tem zagotovljeno samostojno obratovanje v primeru izpada ene transformatorske enote. V posameznih RTP so predvidene tudi dograditve 110 kV transformatorskih in vodnih polj.

Primarna oprema (odklopniki in ločilniki), sekundarna oprema (merilni transformatorji, lastna porabazavodi enosmerne in izmenične napetosti, signalno krmilni kabelski vodi in ozemljitveni sistemi), zaščita, sistemi za brezprekinitveno napajanje, akumulatorske baterije in oprema za vodenje (končne postaje-RTU) v 110 kV in SN stikališčih je zaradi starosti dotrajana in nezanesljiva, tehnološko zastarela in nepredvidljiva v svojem delovanju ter povzroča nezanesljivo napajanje odjemalcev z električno energijo. Obnove oz. rekonstrukcije se bodo izvajale v takšnem obsegu, ki ga narekujejo zgoraj navedeni argumenti.

4.2.3 Razdelilne postaje RP na srednji napetosti

Z novimi razdelilnimi postajami zagotovimo višjo zanesljivost oskrbe, boljše možnosti selekcioniranja omrežja ter s tem tudi zagotavljanje napajanja v rezervnih obratovalnih stanjih.

Podobno kot pri rekonstrukcijah v RTP je tudi v RP problem v zastareli in tehnološko dotrajani opremi, katero je potrebno zamenjati.

V naslednjem 10 letnem obdobju je predvidena izgradnja 2 novih RP in rekonstrukcija 16 RP.

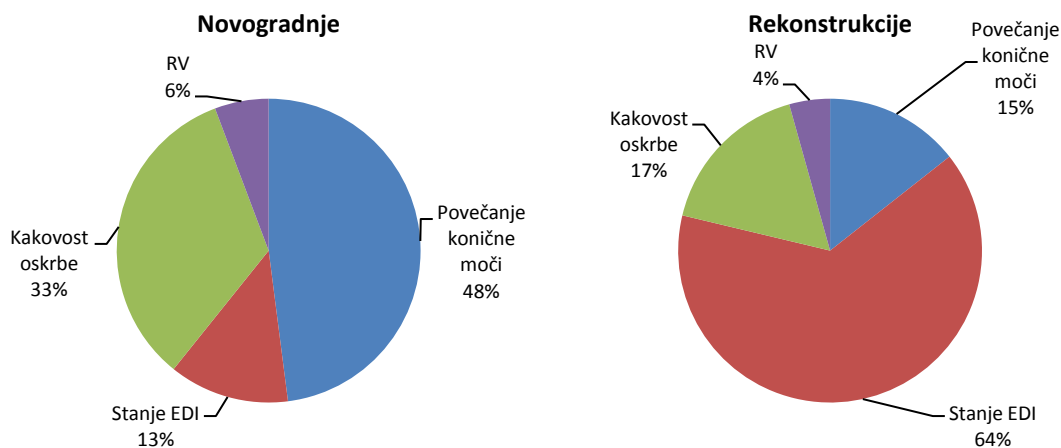
4.2.4 Srednjenapetostno (SN) omrežje

V naslednjem 10 letnem obdobju je predvidena izgradnja 3.837 km novih SN vodov (384 km na leto) in rekonstrukcija SN vodov v dolžini 2.776 km (278 km na leto).

Največji delež investiranja v nove SN vode je posledica povečanih potreb odjemalcev po konični moči (48%) in slabša kakovost napetosti in neprekinjenosti napajanja (33%), medtem ko se rekonstrukcije SN vodov pričakovano izvajajo največ zaradi stanja EDI (64%). Manjši delež 6(%) predstavljajo vlaganja v novogradnje, zaradi priključevanja in obratovanja razpršenih virov na distribucijskem omrežju.

V okviru rekonstrukcij in nadomestitev nadzemnih vodov se izvaja zamenjava dotrajanih lesenih drogov, vodnikov in izolacije. Namesto golih vodnikov se praviloma polagajo kablovodi v zemljo, lahko pa se izvede tudi nadzemni vod s kablom.

Pri kablovodih se izvaja rekonstrukcija zaradi zamenjave starih kablov nižjega preseka (50 mm^2 in 70 mm^2 Cu) s kabli višjega preseka (150 mm^2 in 240 mm^2 Al). Zamenjava kablovodov se izvajajo tudi v primeru večjega števila okvar in večjem številu kabelskih spojk.



Slika 34: Obseg vlaganj v SN omrežje po glavnih razlogih.

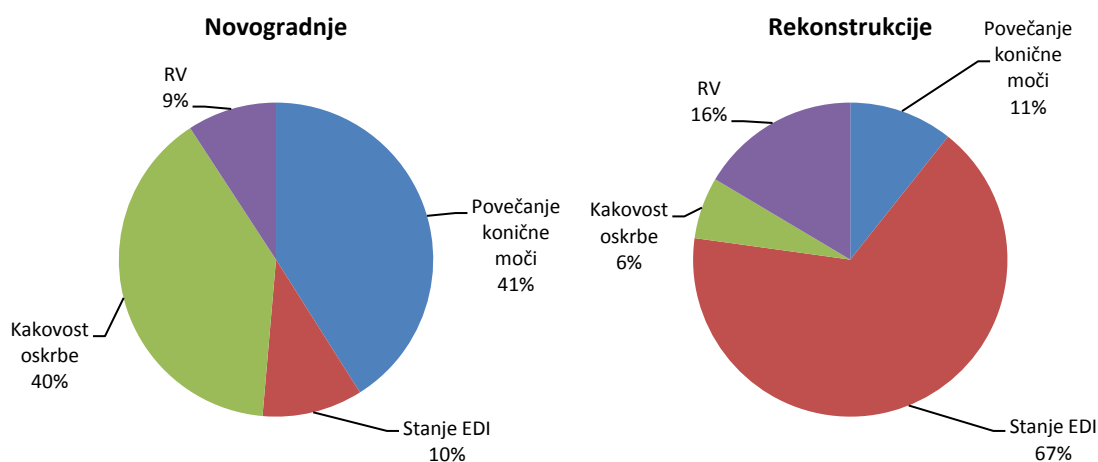
4.2.5 Transformatorske postaje (TP) SN/0,4 kV

Najpogostejši vzrok za gradnjo novih TP so povečane potrebe po električni moči, ki se pojavljajo v prostorskih aktih in pri novogradnjah stanovanjskih in poslovnih objektov (41%) ter slabša kakovost oskrbe z električno energijo predvsem s stališča kakovosti napetosti in neprekinjenosti (40%).

Rekonstrukcije so v večini primerov potrebne predvsem zaradi stanja EDI (67%). Pomemben delež rekonstrukcij TP (16%) je posledica vključevanja razpršenih virov v distribucijsko omrežje.

V naslednjem 10 letnem obdobju je tako predvidena izgradnja 3.170 novih TP (317 TP na leto) in rekonstrukcija 2.740 TP (274 TP na leto).

Obseg novogradenj in rekonstrukcij TP zaradi slabe kakovosti oskrbe (predvsem slaba kakovost napetosti) se izvaja z interpolacijo novih TP v točko omrežja, kjer dosežemo največje učinke. Pred odločitvijo za izgradnjo nove TP v primeru slabe kakovosti oskrbe se z meritvami ugotavlja napetostne razmere v NN, SN in 110 kV omrežju ter definira obseg regulacije napetostnim regulatorjem na energetskih transformatorjih v RTP 110 kV/X in nastavitve fiksnih odceпов na SN navitjih energetskih transformatorjev v TP SN/0,4 kV priključenih vzdolž SN voda.



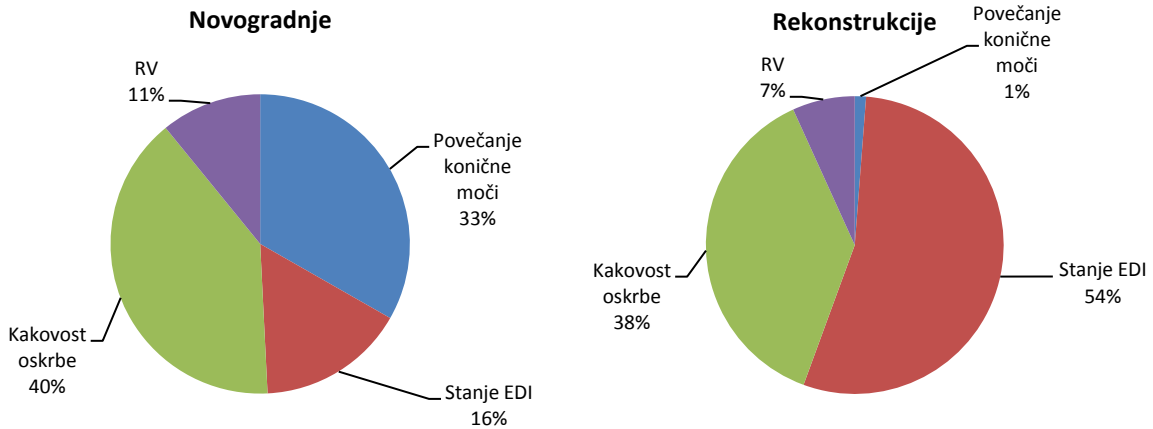
Slika 35: Obseg vlaganj v TP po glavnih razlogih.

4.2.6 Niskonapetostno (NN) omrežje

Pri investicijskih vlaganjih v NN omrežje je pglavitni vzrok za novogradnje v slabi kakovosti oskrbe (40%) in v povečanih potrebah po električni moči (33%). V novogradnjah predstavlja vlaganje zaradi razpršene proizvodnje na niskonapetostnem omrežju največji delež (11%) v primerjavi z ostalimi napetostnimi nivoji.

V naslednjem 10 letnem obdobju je tako predvidena izgradnja 1.635 km novih NN vodov (164 km na leto) in rekonstrukcija NN vodov v dolžini 5.407 km (541 km na leto).

Novi vodi v strnjenih naseljih in večinoma tudi na podeželju se gradijo v podzemni kabelski izvedbi. V določenih primerih se omrežje na podeželju gradi z izoliranimi vodniki-samonosnimi kabelskimi snopi. Pri rekonstrukcijah se izvajajo zamenjave dotrajanih drogov, vodnikov (zamenjava golih vodnikov s samonosnim kabelskim snopom), obesne opreme, izolatorjev ali nadomestitve s kablovodi.



Slika 36: Obseg vlaganja v NN omrežje po glavnih razlogih.

Skupina objektov/Vzrok	Povečanje konične moči	Stanje EDI	Kakovost oskrbe	RV	Odkup EDI	Skupaj
Razdelilne postaje SN [kom]	0	16	2	0	0	18
-novogradnje [kom]	0	0	2	0	x	2
-rekonstrukcije [kom]	0	16	0	0	x	16
SN omrežje [km]	2.240	2.277	1.755	341	212	6.824
-novogradnje [km]	1.840	491	1.285	220	x	3.837
nadzemni vodi [km]	228	75	338	52	x	693
podzemni vodi [km]	1.613	415	947	168	x	3.143
-rekonstrukcije [km]	399	1.786	470	121	x	2.776
nadzemni vodi [km]	331	1.043	434	112	x	1.921
podzemni vodi [km]	68	743	36	9	x	855
TP SN/NN [kom]	1.447	2.113	1.283	710	357	5.910
-novogradnje [kom]	1.154	291	1.109	259	x	2.813
-rekonstrukcije [kom]	293	1.822	174	451	x	2.740
NN omrežje [km]	610	3.201	2.687	545	164	7.207
-novogradnje [km]	544	261	653	178	x	1.635
nadzemni vodi [km]	128	24	203	70	x	425
podzemni vodi [km]	416	237	449	108	x	1.210
-rekonstrukcije [km]	66	2.940	2.034	367	x	5.407
nadzemni vodi [km]	2	1.466	652	151	x	2.271
podzemni vodi [km]	64	1.474	1.382	216	x	3.136

Tabela 16: Fizični obseg vlaganja v EDI (brez 110 kV objektov) po glavnih vzrokih.

4.3 Razvojne usmeritve po posameznih tehnoloških področjih

4.3.1 Razvoj sistemov obratovanja SN omrežja

S stališča neprekinjenosti oskrbe z električno energijo so sredjenapetostna omrežja, predvsem nadzemna, v celotnem elektroenergetskem sistemu najšibkejši člen. Delež prekinitev zaradi izpadov v proizvodnem in prenosnem sistemu je praktično zanemarljiv v primerjavi z deležem prekinitev v SN

omrežju. Predvsem se problemi neprekinjenosti oskrbe pojavljajo v podeželskih in mešanih omrežjih, zaradi slabe zazankanosti in pretežno nadzemnih vodov.

Razvoj sistemov obratovanja SN omrežij zajema:

- zazankanje SN omrežja,
- avtomatizacija in vodenje,
- obratovanje SN omrežja (ozemljevanje nevtralne točke),
- kabliranje omrežja.

Vsi navedeni ukrepi imajo velik vpliv na neprekinjenost oskrbe, zato je potrebno pri načrtovanju razvoja upoštevati njihove medsebojne učinke.

Zazankanje SN omrežja

Odprte 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 neprekinjenosti napajanja uporabnikov.

Stopnja zazankanosti SN omrežij je v nadzemnih (podeželskih) omrežjih nizka, medtem ko so kabelska (mestna) omrežja v celoti zazankana. V načrtovanju razvoja omrežja so upoštevani in predvideni novi vodi, ki povečujejo stopnjo zazankanosti omrežja. Kriterij pri odločanju zazankanja omrežja je velikost odjema in njegova občutljivost na izpade (velika škoda zaradi prekinitve napajanja z električno energijo)

Avtomatizacija in vodenje

S posegi vodenja in avtomatizacije zmanjšujemo trajanje prekinitev zaradi trajnih okvar v omrežju in z vgradnjo odklopnikov z zaščito 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.

Načrtovanje investicijskih posegov v vodenje in avtomatizacijo SN omrežij je tesno povezano z opredelitvijo načina ozemljevanja nevtralne točke v SN omrežjih. Uvedba »shunt« stikal ali resonančne ozemljitve zmanjša število prekinitev napajanja porabnikov zaradi enopolnih zemeljskih stikov za ca 60%.

Stojna mesta na ključnih lokacijah v SN omrežju in stikala v transformatorskih postajah se bodo opremljala z opremo za daljinsko vodenje. Poudarek bo na vgrajevanju odklopnikov s prigrajeno selektivno zaščito. Kriterij za opremljanje stojnega mesta z daljinsko vodenim stikalom je število izpadov srednjenapetostnega izvoda.

Obratovanje SN omrežja (ozemljitev nevtralne točke)

Na ozemljevanje nevtralne točke preko upora, ki omeji $3 I_{(0)R}$ na 150 A, se je prešlo zato, ker so tokovi $3 I_{(0)C}$ narasli zaradi velikosti omrežij in ni bilo več pogojev za samogašenje enofaznih zemeljskih stikov.

$I_{(0)R} = 150$ A je bil izbran tudi zaradi geologije v Sloveniji, ki pogojuje ozemljitveno upornost in s tem napetost dotika, ki nastane ob enofaznem zemeljskem kratkem stiku, upošteva pa tudi čase izklopa enofaznega kratkega stika ca 0,3 s.

Že ob izbiri sistema ozemljevanja nevtralne točke preko upora se je opozarjalo, da bo povečanje omrežij, predvsem pa kabliranje, povečalo tok $3 I_{(0)C}$, kar povečuje verjetnost nastajanja intermitirajočih enofaznih kratkih stikov, s tem pa možnost dvo in trofaznih stikov, saj presežejo fazne napetosti zdravih faz $\sqrt{3} U_f$.

Zaradi tega se je začelo uvajanje shunt stikal, ki ozemljijo fazo v okvari v RTP, kar pomeni, da loki, ki so posledica prehodnih okvar, ugasnejo.

V Sloveniji se je pričelo vgrajevati tudi dušilke paralelno k uporom, kar omogoča kompenziranje $3 I_{(0)C}$ in s tem postane I_{k1} pretežno $3 I_{(0)R}$, kar pripomore k obvladljivosti enofaznih kratkih stikov.

V prihodnosti je predvidena možnost resonančne ozemljitve nevtralne točke. Za obstoječe RTP 110kV/SN se je kot najbolj primerna pokazala varianta, v kateri se vzporedno k delovnemu uporom vgradi Petersenova dušilka, ki je dimenzionirana za celotno srednjenapetostno omrežje z nekaj rezerve. Za nove objekte je primerna rešitev s Petersenovo dušilko, ki ima na sekundarni strani vzporedno priključen delovni upor. S prehodom na nov način ozemljevanja se izboljša kakovost napajanja odjemalcev zaradi zmanjšanja števila kratkotrajnih in dolgotrajnih prekinitev napajanja z električno energijo.

Kabliranje omrežja

Glavni argumenti za izgradnjo omrežja s kabli položenimi v zemljo napram nadzemnim vodom so navedeni v nadaljevanju. Argumente za kabliranje lahko posplošimo tudi na NN omrežje.

Umestitev v prostor

Nadzemni vodi, visoko, srednje in nizkonapetostni, so v urbanih naseljih in zazidalnih območjih nezaželeni, ker zasedajo prostor za gradnjo objektov. Problem je tudi zaradi poteka trase skozi gozdove, saj je za nemoteno obratovanje potrebno s poseki vzdrževati ustrezen koridor.

Vpliv na okolje

S stališča javnosti je tu zelo pomemben psihosocialen vidik vidne izpostavljenosti in sprejemljivosti pri prebivalstvu. Tako so za javnost kablovodi dosti bolj sprejemljivi in veliko manj moteči kot nadzemni vodi, ki vplivajo na videz pokrajine.

Neprekinjenost oskrbe

Vodi izvedeni s polaganjem kablov v zemljo so zaščiteni pred meteorološkimi vplivi in tako zanesljivejši od nadzemnih vodov s stališča neprekinjenosti. Statistike dogodkov kažejo, da je razmerje med načrtovanimi in nenačrtovanimi dogodki pri SN nadzemnih vodih 30:70, pri kablovodih pa 75:25 v prid načrtovanih dogodkov, ki se ne obravnavajo v okviru neupravičeno nedobavljene električne energije. Res pa je, da lahko odprava okvare na kablovodu v zemlji traja dalj časa, kot pa odprava okvare na nadzemnem vodu.

Kakovost napetosti

Impedanca elektroenergetskih kablov znaša manj kot polovico impedance nadzemnih vodov, s povečevanjem prereza nadzemnih vodov praktično nič ne zmanjšamo njihove impedance, zato kabliranje omrežij izboljša tudi kakovost napetosti.

Izgube električne energije

Največji ekonomsko utemeljen prerez SN nadzemnih vodov je 70 mm² Al, običajni prerez kablovoda, s katerim nadomeščamo nadzemne vode pa je 150 mm² z več kot pol manjšo ohmsko upornostjo, zaradi česa je tudi v istem deležu manj izgub prenosa električne energije.

4.3.2 Vodenje obratovanja

Distribucijski centri vodenja (v nadaljevanju: DCV) sodijo med procesno in tehnološko najzahtevnejše sisteme vodenja v realnem času, tako v primerjavi z drugimi nadzornimi centri znotraj elektroenergetskega sistema kot tudi širše.

V Sloveniji so DCV locirani tako, da se z njimi obvladuje posamezno geografsko območje oskrbe z električno energijo. V določenih DCV je potrebno izvesti večje tehnološke posodobitve z vpeljavo novih funkcionalnosti, ki so povezane z vedno večjimi zahtevami po kakovostni oskrbi z električno energijo in uvedbo trga električne energije.

DCV bodo z novimi posodobitvami omogočali:

- izvajanje SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) funkcij:
- dinamični pregled stanja celotnega omrežja na posameznem območju, alarmiranje, meritve, poročila, trendi in izvajanje stikalnih manipulacij s krmiljenjem.
- avtomatizacijo omrežja in funkcije DMS (Distribution Management System):
- izvajanje sekvenčnih stikalnih manipulacij, analiza povezljivosti, analiza in lociranje okvar, restavriranje oskrbe po okvari in po daljši prekinitvi,
- omejevanje porabe in obremenitev, krmiljenje porabe in obremenitev (MTK),
- analiza omrežja:

- ovrednotenje procesnih podatkov, izračun pretokov moči, kratkih stikov, napoved odjema, zmanjšanje energetske izgub, analiza okvar in spremljanje delovanja zaščit, analiza nivoja in oblike napetosti,
- avtomatizacija poslovanja:
- usklajevanje dela na terenu, obdelava meritev električne energije, spremljanje odjema,
- posebne funkcije:
- simulator, analiza in lociranje atmosferskih razelektritev, izmenjava podatkov z drugimi informacijskimi sistemi.

Hkrati z posodobitvami DCV bodo potekale tudi obnove in nadgradnje klicnih centrov, ki temeljijo na informacijski povezanosti s centri vodenja.

Prilagoditev končni postaj se izvaja v smislu prehoda s klasičnih sistemov vodenja v distribuirani sistem vodenja in zaščite. Investicije se izvajajo hkrati z razširitvijo in posodobitvijo primarne opreme v RTP in RP.

4.3.3 Telekomunikacijsko omrežje

Osnovna naloga TK infrastrukture je zagotoviti učinkovito vodenje omrežja, nuditi sprotne podatke ustreznim tehničnim službam, omogočati izmenjavo poslovnih informacij in govorno telefonijo, kakor tudi izmenjavo informacij z uporabniki omrežja.

V zadnjem obdobju se pojavljajo vedno večje potrebe po pasovni širini, ki jo narekuje sodobno elektronsko poslovanje, razni nadzorni sistemi (video nadzor), sistemi spremljanja kakovosti napetosti in napredni sistemi merjenja električne energije

Visoke zahteve po razpoložljivosti zvez je možno doseči z gradnjo fizičnih odsekov v obliki zank, ki zajemajo najpomembnejše objekte omrežja, to so centri vodenja in RTP. Tako je predvidena izgradnja v obliki optičnih povezav, ki se vgrajujejo v daljnovodne vrvi, v obliki samonosnih optičnih kablov tudi na nivoju SN omrežja in izgradnjo optičnih povezav skupaj z energetskimi kabli v zemlji (ZOK).

Na področju radijskih zvez je predvidena izgradnja digitalnega radia, ki bo omogočil prenos govora in podatkov za potrebe avtomatizacije omrežja, za potrebe daljinskega odčitavanja števecv električne energije in kot rezervni sistem za vodenje elektroenergetskih objektov. Prav tako je predviden prehod na IP telefonijo.

4.3.4 Števnice meritve in napredni sistemi merjenja

Pri izpolnjevanju novih energetske-podnebnih zahtev, katerim se je RS zavezala, bodo razmere v omrežju vedno bolj kompleksne. Današnja »konvencionalna« omrežja bodo neizogibno postajala vedno bolj aktivna. Ključnega pomena je zato pravočasno pripraviti in izvesti t.i. koncept SmartGrids,

ki definira potrebno nadgradnjo obstoječih konceptov obratovanja in načrtovanja distribucijskega omrežja.

SODO je zato na podlagi zahtev direktive 2009/72/ES in poziva Ministrstva za gospodarstvo v sredini leta 2010 pripravil analizo [12, 13] ekonomske ocene dolgoročnih stroškov in koristi izvajanja naprednih merilnih sistemov ter časovni raspored ekonomsko razumne in stroškovno učinkovite uvedbe naprednih merilnih sistemov v slovenski elektroenergetski sistem. Pri oceni je bila upoštevana interoperabilnost, ustrezni standardi in najboljše prakse uvedbe naprednih merilnih sistemov, ki so pri razvoju notranjega trga z električno energijo bistvenega pomena.

Analiza je pokazala, da napredni merilni sistemi za merjenje električne energije (AMI) ponujajo veliko več od samega merjenja in posredovanja merilnih podatkov in da je zaradi nižjih stroškov obratovanja smotno pristopiti k njihovi uvedbi pri vseh slovenskih odjemalcih. S svojimi dodatnimi funkcijami predstavljajo eno od osnovnih energetske informacijske infrastrukturne tehnologije, ki med drugimi omogoča:

- bistveno izboljšanje kakovosti oskrbe odjemalcev oziroma uporabnikov omrežja,
- učinkovito rabo energije,
- delovanje resnično konkurenčnih in transparentnih trgov z energijo,
- razvoj inovativnih energetske storitev,
- izvedbo pametnih elektroenergetskih omrežij (SmartGrids) na nizkonapetostnem nivoju,
- infrastrukturo za priključitev merilnikov in prenos podatkov o porabi drugih energentov (zemeljski plin, toplota ter vode).

Zaradi kadrovske omejitve in masovne uvedbe naprednih merilnih sistemov po celotni EU SODO predlaga, da se masovna uvedba naprednih merilnih sistemov v Sloveniji izvede v 5-ih letih, od leta 2012 do leta 2017. Zaradi masovne uvedbe po celotni EU lahko namreč predvidevamo, da se bodo proti letu 2020 dobavni roki opreme in verjetno tudi cena opreme povečevali, zato je pravočasen začetek uvedbe zelo pomemben. Ekonomska ocena uvedbe naprednih merilnih sistemov v 5-ih letih pa pokaže, da je uvedba upravičena že zgolj z vidika koristi systemskega operaterja distribucijskega omrežja.

Skupni investicijski izdatki v sistem AMI znašajo 207 milijonov EUR. Neto sedanja vrednost je približno 65 milijonov EUR, notranja stopnja donosa 10,4%, naložba pa se povrne v 15 letih. Z družbenega vidika so koristi še bistveno višje in tako notranja stopnja donosa znaša 15,3%, naložba pa se povrne v 12 letih.

S sistemom naprednega merjenja se pričakuje tudi pozitivne okoljske učinke, saj se z obveščanjem odjemalcev o njihovi dejanski porabi veča njihovo zavedanje o porabi električne energije. Na račun tega se pričakuje 3% nižjo porabo električne energije, kar letno pomeni približno 100 GWh in 100.000 ton nižje emisije CO₂.

Kljub ekonomski in okoljski upravičenosti, je analiza pokazala, da je pri uvedbi naprednih merilnih sistemov problematično njegovo financiranje, saj je sistem AMI močno kapitalno intenziven, SODO in distribucijska podjetja oz. izvajalci nalog SODO pa bodo imela velike težave že z izpolnjevanjem obstoječega dolgoročnega načrta razvoja omrežja. Na tem mestu velja opozoriti, da je nujno že sedaj razmišljati o izvedbi celotnega koncepta SmartGrids.

Obravnavano analizo in predlog časovnega zaporeda ekonomsko razumne in stroškovno učinkovite uvedbe naprednih merilnih sistemov v slovenski elektroenergetski sistem je SODO v sredini leta 2010 poslal v presojo Ministrstvu za gospodarstvo in Agenciji RS za energijo. V času zaključka priprave še ni bilo sprejeta končno odločitev glede predloga SODO. V začetku leta 2011 bo potekalo intenzivno usklajevanje med navedenimi partnerji, sledila bo morebitna dopolnitev analize [12, 13] in končna odločitev glede uvedbe AMI.

Vsako slovensko elektrodistribucijsko podjetje ima merilni center, ki s svojo strojno in programsko opremo upravlja s sistemskimi števcami in skupaj s komunikacijskimi omrežji tvori celoten sistem AMI. Analiza [12, 13] ugotavlja, da je najprimerneje, da se merilni centri v teh podjetjih uporabljajo in razvijajo še naprej, SODO pa čim prej pristopi k izvedbi centralnega sistema za dostop do merilnih podatkov za udeležence na energetske trgu. SODO je k izvedbi centralnega sistema pristopil že konec leta 2010, sistem pa bo predvidoma v obratovanju še v letu 2011.

Glede na aktualnost problematike in pozitivne učinke, ki jih prinašajo sistemi naprednega merjenja izvajalci nalog SODO izvajajo in sodelujejo pri aktivnostih in demonstracijskih projektih s tega področja. Tako se v Sloveniji že nekaj let izvaja različne pilotne projekte sistemov naprednega merjenja, pri nekaterih podjetjih pa gre že za postopno uvajanje [12, 13]. V začetku 2010 je bilo v distribucijskih podjetjih 115.863 odjemalcev (13 % od vseh odjemalcev) s priključno močjo do 41 kW opremljenih z AMR ali AMM/AMI števci, kar je bistven napredek glede na leto 2008.

Podjetja imajo torej izkušnje z uvedbo sistemskih števcov in daljinskega zajema podatkov tudi za gospodinjstva, oziroma za uporabnike omrežja s priključno močjo do 41 kW. Obseg projektov glede na število v sistem vključenih merilnih mest je majhen, čeprav nekateri projekti presegajo obseg pilotnih projektov in dejansko pomenijo že postopno uvajanje AMI sistema. Večinoma se sistemi uporabljajo za daljinski zajem podatkov o porabi (prevladuje AMR funkcionalnost), kar ponekod vključuje tudi dnevne obremenilne diagrame. Nekaj pilotnih projektov vključuje tudi prikaz porabe in povezanih informacij za odjemalce preko spletnega portala.

4.3.5 Uvajanje koncepta SmartGrids v distribucijsko omrežje

Glede na vse številnejši priklop obnovljivih in razpršenih virov energije na električno omrežje je potrebno temeljito spremeniti tudi strukturo elektroenergetskega omrežja. Omogočiti bo potrebno zanesljivo in varno povezavo obnovljivih in razpršenih virov energije v omrežje ter možnost enostavnega uravnovešanja porabe in proizvodnje električne energije. Sistemski operaterji bodo morali za vzdrževanje, obnovo in izgradnjo uporabljati poenotena tehnična pravila in postopke. Uvedba koncepta SmartGrids oziroma pametnih omrežij bo omogočila prilagodljivost (zadovoljevanje potreb odjemalcev z odzivi na njihove spremembe in zahteve), dostopnost (omogočanje priključevanja na omrežje vsem uporabnikom, še posebej proizvodnji energije iz obnovljivih in razpršenih virov energije in visoko učinkoviti lokalni proizvodnji z nič ali malimi emisijami ogljika), zanesljivost dobave električne energije (zagotavljanje in izboljševanje zanesljivosti in kvalitete) in ekonomičnost (izboljševanje vrednosti z inovacijami, učinkovitim upravljanjem energije, konkurenčnostjo in regulacijo). Prav tako bo potrebno spremeniti dosedanje zapletene administrativne postopke priključitve obnovljivih in razpršenih virov energije na električno omrežje z uvedbo enostavne, jasne in varne standardizacije priklopa na električno omrežje.

Pri priključevanju obnovljivih in razpršenih virov energije ima koncept SmartGrids pomembno vlogo, saj naj bi zagotavljalo boljše možnosti za priključevanje manjših enot. Koncept SmartGrids mora pokriti dolgoročne faze uvedbe pametnih omrežij in opredeliti predloge demonstracijskih projektov, ki bodo omogočili pravočasno in nemoteno izvedbo programa.

Ob bok elementov obstoječega elektroenergetskega sistema se v pametna omrežja torej vključujejo številni novi elementi, med katerimi so ključnega pomena:

- razvoj novih konceptov obratovanja elektroenergetskega sistema,
- razvoj novih konceptov načrtovanja elektroenergetskega sistema,
- sistemi naprednega merjenja,
- koncepti upravljanja s porabo za potrebe omrežja in trga z električno energijo,
- električna vozila,
- hranilniki električne energije,
- koncept vključevanja razpršenih virov proizvodnje,
- virtualne elektrarne,
- informacijsko komunikacijske tehnologije,
- standardizirana izmenjava podatkov in integracija informacijskih sistemov,
- kakovost električne energije in
- sodobne kompenzacijske naprave.

Koncept SmartGrids je v pripravi in bo pripravljen do konca leta 2011 ter bo služil za:

- opredelitev pametnih omrežij,

- določitev strateških ciljev, ki jih Republika Slovenija želi doseči prek pametnih omrežij z navedbo koristi za posamezne udeležence,
- oceno potrebnih vlaganj za izvedbo pametnih omrežij,
- podrobno analizo obstoječega stanja v prenosnem in distribucijskem omrežju,
- oceno potrebnega kadrovskega potenciala, pregled udeležencev in njihovih vlog,
- pregled tehnologij in njihov ekonomski domet,
- definicijo scenarijev možnega razvoja posameznih področij pametnih omrežij v Sloveniji (počasni, srednji in hitri),
- analizo scenarijev s tehničnih, ekonomskih, regulatornih, socioloških in okoljskih vidikov ter
- izdelavo jezika za sporazumevanje in široko promocijo, terminološko osnovo vseh izrazov (sedaj je zmeda precejšnja - od pametnih, aktivnih, inteligentnih omrežij do SmartGrids).

Koncept SmartGrids se v Sloveniji v nekaterih segmentih že izvaja (pilotni AMM/AMI projekti, konkretni industrijski projekti na področju VRTE, DSM študije in uvajanje novih tarif). Velik del aktivnosti je že zasnovan in opredeljen tudi v tem načrtu razvoja. Sami projekti so razdeljeni na 6 demonstracijskih podsklopov od katerih enega pokriva SODO vsakega od ostalih pet pa posamezno distribucijsko podjetje, ki pokriva svoje geografsko območje oskrbe z električno energijo. Na ta način je zagotovljeno optimalno, kvalitetno in sigurno izvajanje posameznih demonstracijskih podsklopov, ki se bodo izvajali kar v sklopu izvajanja tega načrta razvoja. Demonstracijski projekti se omejujejo samo na sekundarne sisteme in podsisteme EES in ne posegajo v primarno opremo. Pri izvedbi bodo poleg SODO in distribucijskih podjetij sodelovali operater prenosnega omrežja ELES, industrijski partnerji in raziskovalne inštitucije, ki so združeni v Tehnološki platformi za pametna omrežja (www.smartgrids.si), kakor tudi partnerji Kompetenčnega centra Napredni sistemi učinkovite rabe električne energije (KC-SURE) z vsemi svojimi referencami na področju razvoja in uvajanja rešitev aktivnih omrežij.

Uvajanje koncepta bo zahtevalo finančna sredstva, tako za spodbude proizvajalcem iz OVE, konceptualne študije, za pilotne in demonstracijske projekte, za projekte masovnih implementacij in sam monitoring delovanja sistema. Čim prej je potrebno urediti regulatorni okvir za vlaganje podjetij v razvojno-raziskovalne pilotne projekte, ki niso investicije in jih je trenutno težko upravičevati pred agencijo.

4.3.6 Razvoj omrežja zaradi napajanja posebnih odjemalcev (nelinearni porabniki)

Pri načrtovanju razvoja omrežja je upoštevana tudi problematika v zvezi z napajanjem nelinearnih porabnikov, ki povzročajo popačenje sinusoide napetosti in vnašajo različne motnje v oskrbo odjemalcev z električno energijo.

Širjenje motenj po omrežju se preventivno preprečuje predvsem z večanjem kratkostične moči v omrežju. To dosežemo predvsem z ojačitvami obstoječih presekov SN in NN vodov, zamenjavo golih

vodnikov s kabli, z zamenjavo transformatorjev SN/NN v TP, z ločenim napajanjem motečih odjemalcev (svoj izvod), z gradnjo novih TP ter gradnjo podpornih točk v omrežju, kot so razdelilne transformatorske postaje.

Največji učinki pri preprečevanju vnosa motenj v omrežje se dosežejo z ukrepi kar na samem viru motenj, torej pri uporabniku omrežja, zato je potrebno že v postopku izdaje soglasja za priključitev na omrežje ugotoviti možnost vnosa motenj uporabnikovih naprav in predpisati ustrezne ukrepe, ki so lahko v obliki filtrov, kompenzacijske naprave, sklopi za blaženje tokovnih sunkov itd. V prihodnosti se predvideva vedno večja uporaba aktivnih in pasivnih filtrov za reševanje kakovosti napetosti.

Največji povzročitelji motenj v omrežju so elektroobločne peči v jeklarnah in železarnah (celotno območje Elektro Gorenjska, delno Elektro Ljubljana in Elektro Celje). Ukrepi za zmanjšanje teh motenj se izvajajo z vgradnjo novega energetskega transformatorja v RTP (ukrep izvaja SOPO) in ločitvijo napajanja od ostalih odjemalcev. Veliki povzročitelji motenj v omrežju so tudi energetske napajalne postaje (ENP) za potrebe napajanja železniškega prometa. Za zmanjšanje motenj se izvede predvsem ločitev napajanja s svojim SN izvodom in celo s svojim transformatorjem 110 kV/SN.

4.3.7 Druge načrtovane investicije

Druge načrtovane investicije so vlaganja povezana z izvajanjem gospodarske javne službe. Zagotoviti je potrebno ustrezno informacijsko podporo poslovanju, opremo (orodje, transportna sredstva, mehanizacija) ter poslovne prostore.

4.4 Ocena potrebnih finančnih sredstev za realizacijo načrta razvoja

Finančno vrednotenje investicij v načrtu razvoja je bilo izvedeno ob upoštevanju različnih dejavnikov (faktorjev, ki vplivajo na ceno).

Investicije na 110 kV napetostnem nivoju (110 kV vodi in RTP 110/X, RP 110 kV) so ovrednotene na podlagi doseženih cen posameznih sklopov z realiziranih razpisov, zadnjih realiziranih naročil materiala, opreme in storitev, predračunskih cen iz idejnih projektov, povpraševanj pri potencialnih dobaviteljih in izvajalcih, primerjalnih cen za istovrstne objekte pri ostalih podjetjih, ki tudi gradijo podobne objekte.

Investicije na sredjenapetostnem in nizkonapetostnem napetostnem nivoju so ovrednotene na podlagi planskih cen, ki se obnavljajo vsako leto posebej. V teh planskih cenah so upoštevane spremembe cen vhodnih materialov, opreme, gradbenih in elektromontažnih storitev na podlagi doseženih cen zadnjih realiziranih letnih razpisov materiala, opreme in storitev.

Vedno višjo postavko v investiciji predstavljajo odškodninski zahtevki pri sklepanju pogodb o stvarni služnosti in pri pogajanjih o odkupih zemljišč v postopku umeščanja elektroenergetske infrastrukture v prostor.

Ocena stroškov za ostala vlaganja je izdelana na podlagi doseženih cen istovrstnih naprav, opreme in objektov z realiziranih razpisov, predračunskih cen iz tehnično-ekonomskih analiz, povpraševanj pri potencialnih dobaviteljih in izvajalcih, primerjalnih cen za istovrstne objekte pri ostalih podjetjih, ki tudi investirajo v podobne projekte.

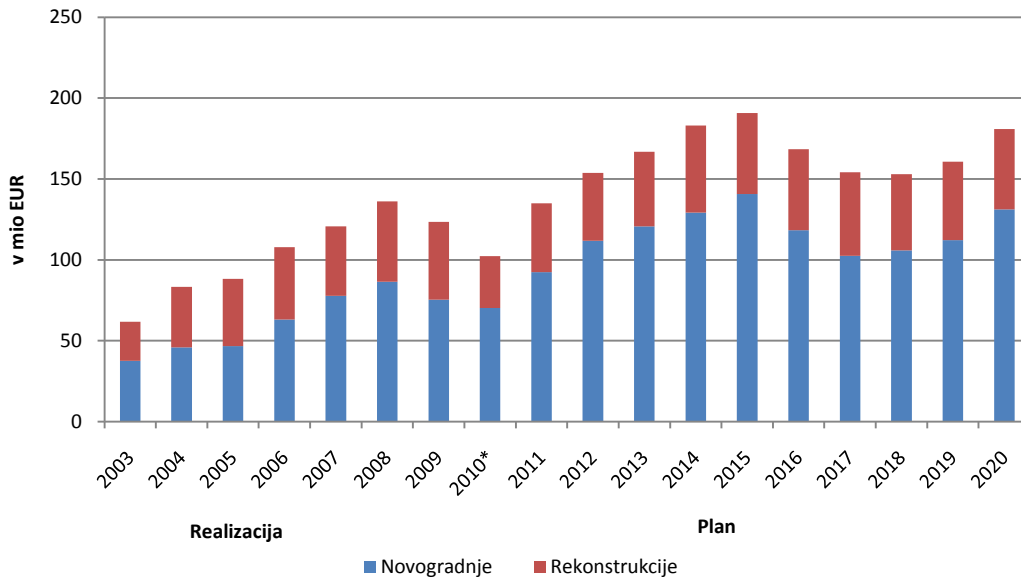
V sekundarno opremo so zajeta ostala energetska vlaganja, ki so potrebna za delovanje osnovne energetske infrastrukture, kot je vodenje obratovanja, številne meritve in merilni sistemi, avtomatizacija in telekomunikacije.

Skupna ocena potrebnih finančnih sredstev za realizacijo načrta razvoja v naslednjem 10 letnem obdobju znaša 1.758 mioEUR. Pri tem je potrebno poudariti, da tukaj niso zajeta dodatna potrebna sredstva za področje pametnih omrežij in masovne uvedbe naprednih merilnih sistemov AMI. Delež novogradenj predstavlja 66% vseh predvidenih sredstev, za rekonstrukcije pa je namenjenih 27% vseh sredstev. Ostalih 7% so naložbe v projektno dokumentacijo in odkup infrastrukture, ki je potrebna za izvajanje GJS.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2011-2020
OBJEKTI 110 KV	37,3	46,0	57,6	60,8	72,7	53,8	35,0	32,3	43,4	53,0	492,0
novogradnje	25,7	34,8	43,7	45,4	58,7	42,1	25,6	26,5	32,7	47,1	382,2
rekonstrukcije	11,6	11,2	13,9	15,4	14,0	11,7	9,5	5,8	10,8	5,8	109,8
odkup EDI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SN OBJEKTI	43,2	46,5	49,2	56,4	56,3	53,9	56,6	59,2	56,5	64,4	542,3
novogradnje	28,6	32,0	33,1	37,9	36,0	32,7	33,9	37,7	36,0	40,0	347,7
rekonstrukcije	12,3	12,4	13,8	15,3	17,5	17,9	18,4	18,0	16,8	20,7	163,1
odkup EDI	2,4	2,1	2,3	3,2	2,9	3,3	4,3	3,6	3,6	3,8	31,6
NN OBJEKTI	19,4	19,4	18,1	23,7	20,3	22,1	23,5	24,0	22,9	26,1	219,5
novogradnje	5,5	5,9	4,4	5,8	6,0	6,3	5,5	5,8	6,4	6,7	58,3
rekonstrukcije	13,6	13,3	13,4	17,4	13,8	15,3	17,4	17,6	15,9	18,8	156,4
odkup EDI	0,2	0,2	0,3	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	4,8
SEKUNDARNA OPREMA	22,6	29,6	30,7	32,7	31,6	29,1	30,4	28,1	28,3	27,8	290,9
novogradnje	18,8	25,8	26,9	27,9	27,7	25,0	25,0	23,3	24,3	24,5	249,3
rekonstrukcije	3,8	3,7	3,8	4,8	3,9	4,1	5,4	4,8	4,0	3,3	41,6
DOKUMENTACIJA	7,8	8,0	8,1	6,9	6,8	7,1	7,5	7,8	7,6	7,9	75,4
DRUGE NEENERGETSKE INVESTICIJE	15,0	14,7	13,9	13,1	13,2	13,3	13,5	13,6	13,7	13,9	137,9
novogradnje	13,7	13,4	12,6	12,1	12,3	12,4	12,5	12,6	12,7	12,9	127,3
rekonstrukcije	1,3	1,3	1,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	10,6
SKUPAJ INVESTICIJSKA VLAGANJA	145,3	164,1	177,6	193,7	201,0	179,3	166,5	165,0	172,4	193,1	1.758,0
SKUPAJ NOVOGRADNJE	92,3	111,9	120,7	129,2	140,6	118,4	102,4	105,8	112,2	131,2	1.164,7
SKUPAJ REKONSTRUKCIJE	42,6	41,9	46,2	53,8	50,1	49,9	51,7	47,2	48,4	49,6	481,4

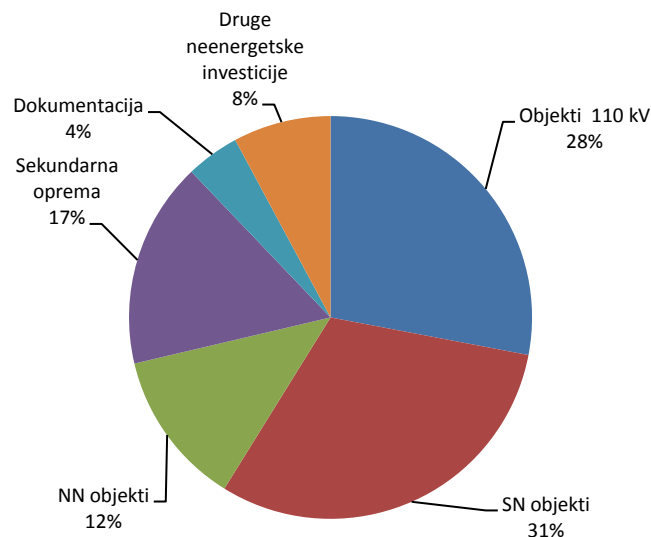
Tabela 17: Ocena stroškov investicijskih vlaganj v mioEUR v obdobju od leta 2011 do 2020.

V primerjavi z načrtom razvoja za obdobje 2009-2018 je prišlo pri dinamiki investiranja do časovnih zamikov. Najvišja vlaganja so predvidena v letih od 2013 do 2015, kar je predvsem posledica časovnega zamika realizacije 110 kV objektov.



Slika 37: Dinamika vlaganj v preteklem obdobju in v naslednjem 10 letnem obdobju.

Strukturna primerjava vlaganj po ključnih področjih kaže, da bo največ (31%) sredstev namenjenih za SN objekte. V primerjavi s preteklimi vlaganji se je povečal delež vlaganj v sekundarno opremo, kar je pokazatelj, da so vlaganja v avtomatizacijo in ostale napredne tehnologije vedno bolj potrebna in tudi učinkovita.

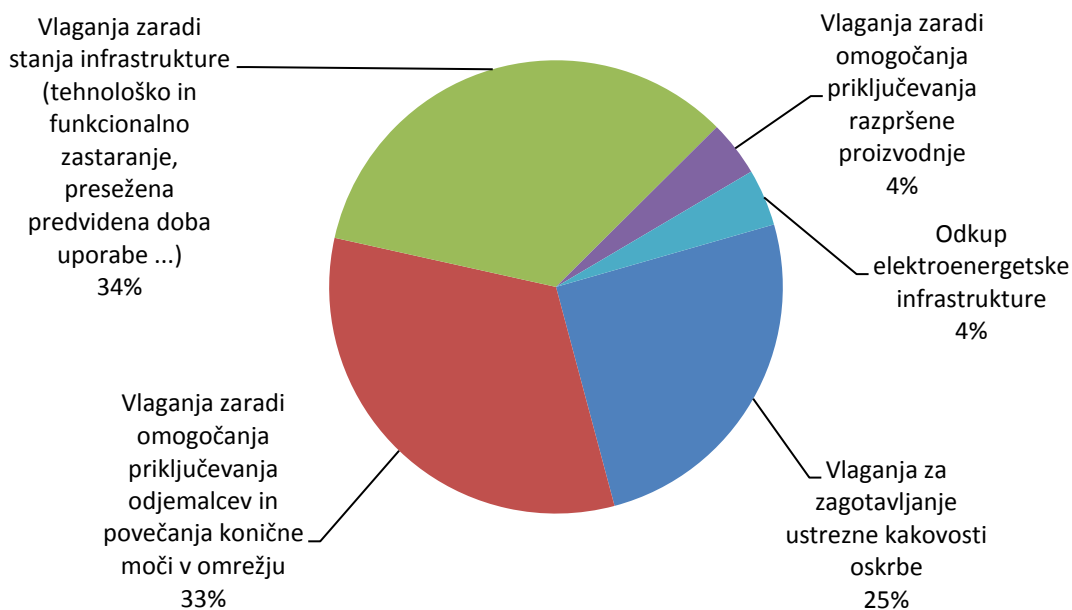


Slika 38: Struktura vseh investicijskih vlaganj za obdobje od leta 2011 do 2020.

V tem načrtu razvoja smo glavne razloge za odločitev v investicijsko vlaganje opredelili po naslednjih področjih, ki so tudi posledica izpolnitve zastavljenih ciljev v tem načrtu razvoja:

- vlaganje zaradi povečanja konične moči, ki je predvsem posledica priključevanja novih odjemalcev ali povečevanja moči obstoječih odjemalcev;
- vlaganje zaradi stanja omrežja, kot posledica izrabljenosti infrastrukture in staranja (tudi funkcionalno in tehnološko zastaranje, ki ne ustreza več stanju tehnike);
- vlaganje zaradi zagotavljanja ustrezne kakovosti oskrbe z električno energijo, predvsem s stališča neprekinjenosti napajanja in kakovosti napetosti;
- vlaganja zaradi priključevanja in obratovanja razpršene proizvodnje;
- vlaganja v odkup infrastrukture, ki je potrebna za izvajanje GJS.

Največji delež vlaganj zavzamejo cilji povezani s stanjem infrastrukture, priključevanjem odjemalcev in povečanjem obremenitve omrežja s konično močjo ter vlaganja za zagotavljanje ustreznega nivoja kakovosti oskrbe z električno energijo. Delež vlaganj na podlagi stanja infrastrukture se je v primerjavi z NRO 2009-2018 zmanjšal s 41% na 34%, povečal pa se je delež vlaganj zaradi vključevanja in obratovanja razpršenih virov ter nekoliko tudi delež vlaganj zaradi odkupov infrastrukture. V kolikor bo se trend zniževanja vlaganj zaradi stanja infrastrukture nadaljeval ne bo možno izboljšati starostne strukture infrastrukture, kar pomeni višje stroške vzdrževanja in večjo možnost okvare ter posledično nižanje ravni kakovosti oskrbe.



Slika 39: Struktura investicijskih vlaganj v osnovno EDI po glavnih vzrokih za obdobje od leta 2011 do 2020.

Geografsko območje oskrbe/Leto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2011-2020
Elektro Celje	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	280,0
Elektro Gorenjska	15,6	21,2	21,5	19,4	19,9	20,5	16,0	10,9	11,2	10,2	166,4
Elektro Ljubljana	54,2	62,9	74,1	75,2	77,8	61,8	59,1	63,9	68,2	89,9	687,2
Elektro Maribor	28,1	31,1	30,2	47,2	47,9	42,4	34,4	34,5	35,6	33,3	364,7
Elektro Primorska	19,4	20,9	23,8	23,9	27,4	26,6	28,9	27,7	29,4	31,7	259,7
Skupaj	145,3	164,1	177,6	193,7	201,0	179,3	166,5	165,0	172,4	193,1	1.758,0

Tabela 18: Ocena stroškov investicijskih vlaganj v mioEUR po posameznih geografskih območjih oskrbe z električno energijo.

4.5 Ocena pričakovanih učinkov investicijskih vlaganj

Z predvidenimi investicijskimi vlaganji v naslednjem desetletnem obdobju bo distribucijsko omrežje omogočalo priključevanje novih odjemalcev oz. uporabnikov na omrežje, obstoječim uporabnikom pa bo omogočen njihov nadaljnji razvoj in s tem povezane potrebe po električni energiji in moči. Na podlagi preteklega obdobja povečevanja števila odjemalcev (letni porast 1,2%) predpostavljamo, da bo leta 2020 na distribucijsko omrežje priključenih 1.041.000 odjemalcev, kar predstavlja 128.000 novih odjemalcev, ki jim bo omogočena priključitev v tem obdobju. Na podlagi prognoze porabe električne energije in koničnih moči, bo omrežje omogočalo prenos električne energije v obsegu 14.715 GWh oz. dodatnih 4.523 GWh in konični odjem 2.320 MW oz. dodatnih 653 MW konične moči v primerjavi z letom 2009.

Z načrtnim in poenotenim spremljanjem neprekinjenosti napajanja je omogočeno spremljanje učinkov investicij na izboljšanje stanja na področju neprekinjenosti, ki se odraža preko sistemskih kazalcev neprekinjenosti SAIFI in SAIDI. Učinki, ki jih želimo doseči z predvidenimi investicijskimi vlaganji v naslednjem desetletnem obdobju se tako odražajo v izboljšanju kazalcev neprekinjenosti oskrbe in izboljšanju parametrov kakovosti napetosti na prevzemno predajnih mestih uporabnikov omrežja. S predvidenimi vlaganji želimo zagotoviti, da bo neprekinjenost oskrbe najmanj takšna, kot jo zahtevajo minimalni standardi kakovosti, hkrati pa težimo k referenčnim vrednostim kazalnikom, katere je potrebno zagotoviti na celotnem območju oskrbe. S sistematičnim vključevanjem izsledkov stalnih in občasnih monitoringov kakovosti oskrbe in na podlagi tega izvedenih ukrepov v omrežju, se bo število pritožb v zvezi s kakovostjo napetosti postopoma zmanjševalo, čeprav je to težko napovedati, saj je zelo odvisno tudi od vedenja in ozaveščanja uporabnikov o kakovosti napetosti. Poudarek pri zniževanju pritožb je tako predvsem na upadanju deleža upravičenih pritožb, kar pomeni, da bo delež uporabnikov z neustrezno kakovostjo napetosti vedno manjši. Tako bodo odpravljena ali znižana odstopanja, ki so najbolj pereča in sicer fliker, odklon napetosti in harmoniki.

Staranje elementov omrežja v povezavi z prekinitvami je prav gotovo eden izmed pomembnejših lastnih vzrokov, ki lahko bistveno vpliva na število nenačrtovanih prekinitev. Z nadomeščanjem elementov omrežja, ki so presegli predvideno življenjsko dobo in tudi tistih elementov, katerih dejansko stanje več ne omogoča zanesljivega delovanja, se bo število okvar zmanjšalo, kar se bo odražalo v nižjih vrednostih kazalcev neprekinjenosti napajanja. Zmanjšanje števila okvar ima

neposredni pozitivni učinek na količino nedobavljene električne energije in s tem povezanih odškodninskih zahtev (131. člen SPDOE).

Z ojačitvami in širitvami omrežja, torej z vlaganji neposredno v osnovno elektroenergetsko infrastrukturo, se posledično povečuje kratkostična moč v določenih delih omrežja, s čimer vplivamo na izboljšanje kakovosti napetosti, omogočamo pa tudi priključevanje razpršenih virov električne energije, saj je kratkostična moč v točki priključitve razpršenega vira ključni kriterij za omogočanje priključevanja le tega.

Glede na spremembe v elektrodistribucijskem omrežju, ki jih prinaša integracija vedno večjega števila razpršenih virov v elektrodistribucijsko omrežje in aktivnejša vloga odjemalcev, bo SODO izdelal koncept uvajanja pametnih omrežij v elektrodistribucijsko omrežje. Uvedba koncepta SmartGrids oziroma pametnih omrežij bo omogočila prilagodljivost (zadovoljevanje potreb odjemalcev z odzivi na njihove spremembe in zahteve), dostopnost (omogočanje priključevanja na omrežje vsem uporabnikom, še posebej proizvodnji energije iz obnovljivih in razpršenih virov energije in visoko učinkoviti lokalni proizvodnji z nič ali malimi emisijami ogljika), zanesljivost dobave električne energije (zagotavljanje in izboljševanje zanesljivosti in kvalitete) in ekonomičnost (izboljševanje vrednosti z inovacijami, učinkovitim upravljanjem energije, konkurenčnostjo in regulacijo).

Z omogočanjem priključevanja večjega števila razpršenih virov na OVE prispevamo k doseganju ciljev 20:20:20, katerim se je zavezala država na področju varovanja okolja in podnebnih sprememb.

Z uvajanjem naprednega sistema za merjenje električne energije pričakujemo naslednje učinke, ki so povezani z izvajanjem gospodarske javne službe:

- zmanjšanje stroškov delovanja obstoječega sistema merjenja;
- upravljanje s porabo oz. zniževanje konične moči v sistemu, torej ravnanje dnevnega diagrama in s tem povezano ustrezno tarifiranje;
- nižje komercialne izgube;
- nižji stroški klicnega centra;
- koristi na področju načrtovanja omrežja;
- krajšanje časa odzivnosti za ugotavljanje in odpravo okvar;
- omogočanje priključevanja večjega števila razpršenih virov;
- lažja menjava dobavitelja električne energije;
- nižji stroški odstopanj od planiranih količin.

S svojimi dodatnimi funkcijami napredni sistem merjenja omogoča:

- delovanje resnično konkurenčnih in transparentnih trgov z energijo;
- učinkovito rabo energije;
- razvoj inovativnih energetskega storitev;
- izvedbo in delovanje distribucijskih omrežij prihodnosti (Smart Grids);

- izvedbo in delovanje prenovljenih poslovnih procesov v organizacijah elektroenergetskega sektorja.

Bistveni učinki in koristi z nacionalnega vidika se odražajo v obliki:

- zniževanja porabe električne energije (ocenjeno 1% letno);
- zniževanju emisij toplogrednih plinov (55.000 ton/leto ob predpostavki, da imajo vsi uporabniki na področju Slovenije nameščene ustrezne številne naprave pametne številce);
- koristi zaradi zniževanja konične obremenitve za sistemskega operaterja prenosnega omrežja in sistemske proizvajalce električne energije.

Velika vlaganja v EDI so potrebna zaradi stanja EDI in potreb po električni energiji in konični moči, zato tudi tukaj pričakujemo določene učinke, predvsem pa pričakujemo:

- takšno prenosno zmogljivost omrežja, ki bo zagotavljala potrebe po električni energiji in konični moči,
- znižanje stroškov za vzdrževanje elektroenergetskih naprav in vodov z vgradnjo sodobne opreme, ki potrebuje minimalno vzdrževanje in gradnjo kablovodov v nizko in sredjenapetostnih omrežjih,
- znižanje izgub električne energije in moči v distribucijskem omrežju z kombinacijo vseh ukrepov oz. vlaganj,
- zmanjšanje vplivov na okolje (videz krajine, EMS, zasedenost prostora ...),
- izboljšanje starostne strukture posameznih elektroenergetskih naprav in vodov EDI,
- povečanje hitrosti in kapacitete prenosa podatkov za potrebe delovanja omrežja.

S stališča narodnogospodarskih učinkov bodo investicije vplivale na učinkovitost trga z električno energijo in torej na blagostanje prebivalstva, povečano investicijsko trošenje v času izvajanja investicijskih del pa bo ugodno vplivalo na gospodarsko aktivnost in zaposlenost celotnega gospodarstva.

Investiranje v elektrodistribucijsko infrastrukturo bi imelo največje učinke na gradbeništvo. V gradbeništvu bi se realiziralo kar 36% celotnega (narodnogospodarskega) učinka na proizvodnjo ter skoraj 30% učinka na zaposlenost in dodano vrednost. Učinek investiranja v elektrodistribucijsko infrastrukturo na celotno proizvodnjo in zaposlenost bi bil precej višji od ostalih sektorjev gospodarstva še v sektorju kovinskih izdelkov razen strojev in naprav, sektorju drugih nekovinskih mineralnih izdelkov ter sektorju drugih električnih strojev in naprav. V vsakem od omenjenih sektorjev bi bili učinki na celotno proizvodnjo in zaposlenost približno 10% skupnih narodnogospodarskih učinkov.

5 SKLEP

5.1 Sklepna ocena preteklih vlaganj in njihovih učinkov

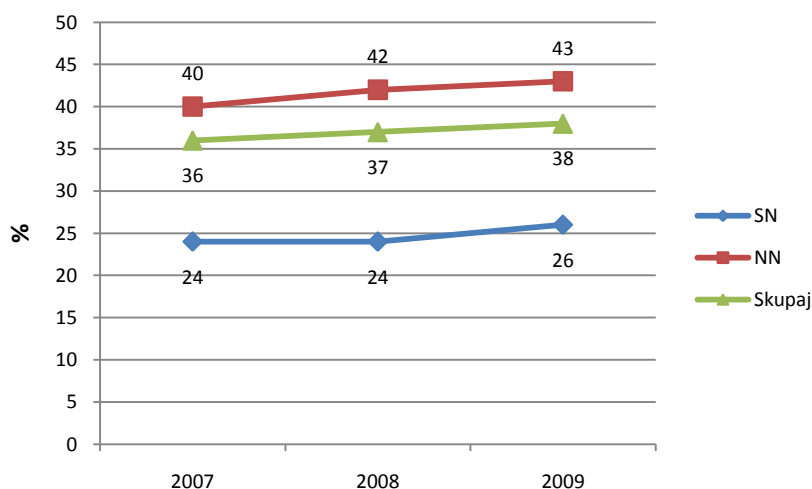
V preteklem obdobju se je zaradi stare in dotrajane opreme največ vlagalo v rekonstrukcije RTP 110 kV/X, s čimer se je na napajalnih območjih teh RTP povečala kakovost oskrbe relativno velikemu številu uporabnikov omrežja. Z investicijskimi vlaganji v gradnjo novih in rekonstrukcije obstoječih TP ter vključitvami v SN in NN omrežje se je sledilo potrebam po povečani moči novih in obstoječih odjemalcev električne energije, prav tako so vlaganja ugodno vplivala na znižanje števila odjemalcev z neustrezno kakovostjo napetosti v nizkonapetostnem omrežju (mišljen je predvsem odklon napetosti).

Pospešeno so se gradila tudi daljinsko vodena stikala v SN omrežju kar je privedlo do krajšanje časa za iskanje napak ter krajšanje prekinitev oskrbe z električno energijo. Z novimi SN povezavami se je zvišal nivo zazankanosti SN omrežja.

Za potrebe vodenja in obratovanja DEES so se izvajale posodobitve v centrih vodenja z vgradnjo strojne in programske opreme, ki omogoča višji nivo spremljanja in analiziranja dogodkov v omrežju, predvsem s poudarkom na zbiranju in shranjevanju podatkov o prekinitvah v oskrbi z električno energijo na vseh napetostnih nivojih.

Na srednjenapetostnem in nizkonapetostnem nivoju so se v skladu z usmeritvami umeščanja v prostor rekonstrukcije izvajale v smislu zamenjave nadzemnih golih vodnikov z kablji v zemlji, ali tudi z nadzemnim kabelskim vodom. Delež nadzemnih vodov se tako z leti manjša. Zamenjava nadzemnih vodov s podzemnimi vodi se izvaja po naravni poti, torej glede na doseženo dobo uporabnosti infrastrukture in v okviru finančnih zmožnosti. Delež omrežja v podzemni izvedbi se z leti vztrajno povečuje za ca 1% letno.

Z večanjem deleža podzemnih vodov na SN in NN napetostnem nivoju se je zvišala raven kakovosti oskrbe z električno energijo in znižal delež upravičenih pritožb glede kakovosti oskrbe.



Slika 40: Delež omrežja v podzemni izvedbi

Na podlagi izsledkov stalnega in občasnega monitoringa kakovosti napetosti v distribucijskem omrežju je bilo samo v letu 2009 izvedenih 62 ukrepov. Glede na upravičene pritožbe, pa je bilo v letu 2009 izvedenih 192 ukrepov. Nekateri ukrepi so stroškovno in časovno manj intenzivni, zahtevni ukrepi (npr. nova TP) pa se bodo izvajali v naslednjem časovnem obdobju, ki je predmet tega načrta razvoja omrežja.

5.2 Sklepna ocena problematika umeščanja objektov v prostor

Gradnja elektroenergetskih objektov in vodov, ki so predvideni v tem načrtu razvoja je terminsko zelo odvisna od postopkov pri umestitvi v prostor. Problematika umeščanja objektov v prostor je pomemben razlog, zaradi katerega prihaja do časovnih zamikov pri izgradnji na vseh napetostnih nivojih.

Največ težav z umeščanjem v prostor je pri gradnji 110 kV vodov. Postopki trajajo več let in se z leti še samo podaljšujejo. Največ časa zahteva postopek pridobitve državnega prostorskega načrta, sklepanje služnostih pogodb z lastniki zemljišč, čez katere bodo potekale trase vodov ter nasprotovanje lokalne skupnosti oz. prebivalstva. Pri iskanju tras vodov, se v največji možni meri skuša izkoristiti obstoječe trase. Analiza tehnične problematike pokaže, da v svetu in pri nas obstajajo različni načini za izgradnjo visokonapetostnih daljnovodov kot tudi kablovodov. Vsak od obeh načinov izgradnje potegne za seboj specifične probleme in rešitve, ki največkrat niso direktno primerljive. Tehnika izgradnje visokonapetostnih nadzemnih vodov je v uporabi že približno 100 let in je zato problematika obdelana, rešena in preverjena za vsa ključna tehnična vprašanja. Pri 110 kV kablovodih je tehnika izgradnje in vzdrževanja dobro poznana, ni pa preverjenih podatkov o zanesljivosti in življenjski dobi sodobnih 110 kV kablov. Ekonomski izračun pokaže, da so 110 kV kabli 6 do 12 krat, dražji od primerljivih daljnovodov. Pri tem je treba posebej izpostaviti problem financiranja. Gospodarska javna služba systemskega operaterja je monopolna dejavnost, zato je regulirana. Edini vir financiranja je omrežnina, ki jo določa Javna agencija RS za energijo. Stroški masovnega kabliranja omrežja bi znatno povišali omrežnino in posledično tudi račun za električno energijo končnega odjemalca. Ker je električna energija v košarici cen življenjskih potrebščin bi to pomenilo nesprejemljivo zvišanje inflacije.

Pri umeščanju srednje in niskonapetostnih elektroenergetskih vodov v prostor sledimo usmeritvam in ciljem Strategije prostorskega razvoja Slovenije:

- Maksimalno se izkoristijo obstoječe trase in infrastrukturni koridorji.
- Proučijo se najugodnejši poteki tras, ki poleg tehnoloških vidikov upoštevajo prostorsko prilagojenost urbanemu razvoju in skladnost s prostorskimi možnostmi in omejitvami.
- Elektroenergetske koridorje se praviloma združuje v koridorje ostale energetske in druge infrastrukture. Na pozidanih območjih oziroma stanovanjskih območjih in na območjih kulturne dediščine se gradi v kabelski podzemni izvedbi.
- Niskonapetostno omrežje se praviloma gradi v podzemni izvedbi, izjemoma v nadzemni izvedbi s samonosnim kabelskim snopom.

Glavni problem umeščanja v prostor srednje in nizkonapetostnih vodov ter transformatorskih postaj SN/NN je sklepanje pogodb o vzpostavitvi služnostne pravice na zemljiščih, čez katere bodo potekale trase vodov. Težave se pojavljajo tudi zaradi neažurnega stanja katastra in zemljiške knjige, še nedokončanih denacionalizacijskih in zapuščinskih postopkov, odsotnostjo lastnikov v tujini in zahtevkov po nesorazmerno visokih odškodninah.

Zamenjava srednje in nizkonapetostnih nadzemnih vodov s podzemnimi vodi se izvaja po naravni poti, torej glede na doseženo dobo uporabe infrastrukture in v okviru finančnih zmožnosti, saj je tu ponovno edini vir sredstev omrežnina, ki jo določa Javna agencija RS za energijo. Še enkrat je treba poudariti, da bi pokablitev celotnega distribucijskega omrežja zahtevala znatna dodatna finančna sredstva, ki bi neposredno bremenila vse odjemalce v Sloveniji in predstavljala previsok pritisk na inflacijo.

5.3 Sklepna ocena načrtovanih vlaganj in njihovega učinka

Načrt razvoja distribucijskega omrežja električne energije za obdobje 2011 do 2020 je izdelan kot enovit dokument za celotno območje Republike Slovenije. Prednost takšnega načina obravnave razvoja je vsekakor v poenotenju in preglednosti podatkov na enem mestu ter uspešnejšemu usmerjanju razvoja omrežja v prihodnje. Uporabljeni so enotni kriteriji in postopki načrtovanja razvoja omrežja, da bi zagotovili homogeno strukturo omrežja in primerljivo kakovost oskrbe z električno energijo na celotnem območju Slovenije.

Predmetni načrt razvoja je izdelan na podlagi novih spoznanj, usmeritev nacionalne energetske politike in direktiv EU ter predstavlja nadaljevanje izvajanja načrta razvoja iz obdobja od leta 2009 do 2018. Upoštevan je dosednji porast koničnih obremenitev in porabe električne energije ter prognoza za prihodnje desetletno obdobje in naprej. Prav tako je upoštevano stanje naprav in opreme, doseženi in zahtevani nivo kakovosti oskrbe (minimalni standardi kakovosti) in časovni zamiki pri umeščanju objektov v prostor. Glede na naraščanje vključevanja in obratovanja razpršenih virov električne energije, so v tem načrtu razvoja predlagani tudi ukrepi in opredeljena nekatera nujna vlaganja s katerimi bomo omogočili penetracijo energije iz RV. Predvsem omogočanje priključevanja in obratovanja razpršenih virov se odraža v nižanju predvidenih sredstev za nadomeščanje obstoječih elementov omrežja z novimi zaradi zastaranja ali izrabljenosti, kar bi se lahko v prihodnosti odražalo v nižji ravni kakovosti oskrbe z električno energijo.

Posledice recesije so se na porabi energije odražale predvsem v letih 2008 in 2009. Značilno je tudi, da se kljub nekoliko manjši porabi električne energije v minulih dveh kriznih letih konična obremenitev distribucijskega omrežja, ki je osnova načrtovanju omrežja, ni zmanjšala, ampak se je celo povečala. Ko bo gospodarstvo spet oživelo, lahko pričakujemo višje poraste porabe, kar pa lahko povzroči težave pri zagotavljanju ustrezne elektroenergetske infrastrukture in s tem zahtevano kakovost oskrbe v kolikor se investicijski cikel prekine ali zmanjša.

Iz povedanega sledi, da operaterja distribucijskega omrežja in izvajalce nalog SODO glede na precejšnje dotrajanost omrežja, zahteve po uvajanju novih tehnologij in priključevanju vse večjega števila razpršenih virov, v naslednjih letih čakajo zahtevne naloge. Uspešnost njihove izpeljave pa bo v veliki meri odvisna tudi od ustrezno razvojno naravnane regulativnega okvirja, kjer bodo zagotovljena potrebna finančna sredstva, ki bodo omogočala realizacijo tega načrta razvoja omrežja.

KAZALO TABEL

Tabela 1:	Porast/padec odjema električne energije v letih gospodarske krize 2008 in 2009.....	16
Tabela 2:	Analiza porabe električne energije z izgubami za obdobje 2000-2009.	16
Tabela 3:	Rast odjema električne energije po geografskih območjih oskrbe	18
Tabela 4:	Rast konične moči po geografskih območjih oskrbe z električno energijo	21
Tabela 5:	Izgube v distribucijskem omrežju glede na prevzeto el. energijo	23
Tabela 6:	Prognoza porabe električne energije in koničnih obremenitev.	25
Tabela 7:	Prognoza porabe električne energije v GWh po geografskih območjih oskrbe do leta 2030.	25
Tabela 8:	Prognoza koničnih obremenitev v MW po geografskih območjih oskrbe do leta 2030.	26
Tabela 9:	<i>Prevzeta električna energija proizvedena v razpršenih virov priključenih na distribucijsko omrežje.....</i>	28
Tabela 10:	Pričakovane zmogljivosti razpršene proizvodnje električne energije (vir: Nacionalni energetski program, osnutek, 2010-06-24 NEP 05.doc).	29
Tabela 11:	Zbirni pregled obsega elektrodistribucijske infrastrukture (stanje na dan 31.12.2009).	34
Tabela 12:	Števci pri odjemalcih s priključno močjo do 41 kW (vir: [12]).....	38
Tabela 13:	Števci pri uporabnikih s priključno močjo 41 kW in več (vir: [12]).....	38
Tabela 14:	Obseg telekomunikacijskega omrežja (stanje na dan 31.12.2009).	39
Tabela 15:	Pokazatelji stanja harmonskih napetosti, flikerja in velikosti napetosti za Slovenijo.	45
Tabela 16:	Fizični obseg vlaganja v EDI (brez 110 kV objektov) po glavnih vzrokih.....	56
Tabela 17:	Ocena stroškov investicijskih vlaganj v mioEUR v obdobju od leta 2011 do 2020.	66
Tabela 18:	Ocena stroškov investicijskih vlaganj v mioEUR po posameznih geografskih območjih oskrbe z električno energijo.	69

KAZALO SLIK

Slika 1:	Osnovni prikaz geografskih območij oskrbe z električno energijo	1
Slika 2:	Povezani cilji energetske politike (vir: Osnutek NEP, 24.06.2010)	3
Slika 3:	Proces načrtovanja omrežja	14
Slika 4:	Porabljena električna energija pri končnih odjemalcih in izgube v distribucijskem elektroenergetskem omrežju v obdobju od leta 2000 do 2009.	17
Slika 5:	<i>Količina prevzete električne energije iz 110 kV prenosnega omrežja in iz proizvodnih virov, priključenih na distribucijsko elektroenergetsko omrežje v obdobju od 2000 do 2009.</i>	<i>17</i>
Slika 6:	Porast porabe električne energije pri končnih odjemalcih in izgube v distribucijskem elektroenergetskem omrežju v obdobju od leta 2000 do 2009.	18
Slika 7:	Odjem električne energije po geografskih območjih oskrbe v obdobju od leta 2000 do 2009.	19
Slika 8:	Porast odjema električne energije po geografskih območjih oskrbe v obdobju od leta 2000 do 2009.	19
Slika 9:	Letne konične obremenitve (z izgubami v distribucijskem omrežju) distribucijskega omrežja v obdobju od leta 2000 do 2009.	20
Slika 10:	Letne obratovalne ure distribucijskega omrežja	21
Slika 11:	Konične obtežbe po geografskih območjih oskrbe v obdobju od leta 2000 do 2009.	22
Slika 12:	Porast konične obremenitve po geografskih območjih oskrbe v obdobju od leta 2000 do 2009.	22
Slika 13:	Pojavljanje koničnih obremenitev v distribucijskem omrežju na nivoju posameznega geografskega območja oskrbe	24
Slika 14:	<i>Porast porabe električne energije in koničnih obremenitev v preteklem obdobju ter prognoza do leta 2030.</i>	<i>25</i>
Slika 15:	Porast porabe električne energije po geografskih območjih oskrbe ter prognoza do leta 2030.	26
Slika 16:	Prognoza porasta koničnih obremenitev po geografskih območjih oskrbe do leta 2030.	27
Slika 17:	<i>Dinamika priključevanja razpršenih virov v distribucijsko omrežje.</i>	<i>28</i>
Slika 18:	Delež pomembnejših elementov distribucijskega omrežja, ki že presega predvideno dobo uporabe.	36
Slika 19:	Povprečna starost nadzemnih in podzemnih vodov.	36
Slika 20:	Povprečna starost transformatorskih postaj.	37
Slika 21:	Povprečna starost energetskih transformatorjev.	37
Slika 22:	Število nenačrtovanih dolgotrajnih prekinitev po posameznih geografskih območjih oskrbe.	40
Slika 23:	Število odjemalcev električne energije v obdobju 2005 do 2009.	41

Slika 24:	Kazalec SAIFI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve (lastni vzroki) za leti 2008 in 2009 po geografskih območjih oskrbe.	42
Slika 25:	Kazalec SAIDI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve (lastni vzroki) za leti 2008 in 2009 po geografskih območjih oskrbe.	42
Slika 26:	Delež posameznih vzrokov prekinitvev na nivoju države.	43
Slika 27:	SAIFI glede na vzrok prekinitve.	43
Slika 28:	SAIDI glede na vzrok prekinitve.	44
Slika 29:	Pokazatelj stanja kakovosti napetosti za leto 2009.	45
Slika 30:	Število in delež upravičenih pritožb v zvezi s kakovostjo napetosti v obdobju od leta 2005 do 2009.	46
Slika 31:	Število vseh pritožb v zvezi s kakovostjo napetosti v obdobju od leta 2005 do 2009 po geografskih območjih oskrbe.	47
Slika 32:	Delež upravičenih pritožb na kakovost napetosti po geografskih območjih oskrbe v obdobju od leta 2005 do 2009.	47
Slika 33:	Indeksi finančne realizacije investicijskih vlaganj za leta 2008 in 2009.	49
Slika 34:	Obseg vlaganj v SN omrežje po glavnih razlogih.	54
Slika 35:	Obseg vlaganj v TP po glavnih razlogih.	55
Slika 36:	Obseg vlaganja v NN omrežje po glavnih razlogih.	56
Slika 37:	Dinamika vlaganj v preteklem obdobju in v naslednjem 10 letnem obdobju.	67
Slika 38:	Struktura vseh investicijskih vlaganj za obdobje od leta 2011 do 2020.	67
Slika 39:	Struktura investicijskih vlaganj v EDI po glavnih vzrokih za obdobje od leta 2011 do 2020 za SN in NN napetostni nivo.	68
Slika 40:	Delež omrežja v podzemni izvedbi.	72

SEZNAM KRATIC IN OKRAJŠAV

AMI – Advanced Metering Infrastructure, napredna merilna infrastruktura, tudi napredni oz. funkcionalno nadgrajeni sistem za daljinsko odčitavanje števnih podatkov

AMM – Advanced Metering Management, napredni oz. funkcionalno nadgrajeni sistem za daljinsko odčitavanje števnih podatkov

AMR – Automated Meter Reading, sistem za daljinsko odčitavanje števnih podatkov

AN-OVE – Akcijski načrt za obnovljive vire energije za obdobje 2010-2020

AN-URE – Nacionalni akcijski načrt za energetska učinkovitost za obdobje 2008-2016

APV – avtomatski ponovni vklop

DCV – distribucijski center vodenja

DEES – distribucijski elektroenergetski sistem

DMS – Distribution Management System

DSM – upravljanje rabe energije pri končnih odjemalcih (Demand Side Management)

DV – daljnovod

EDI – elektrodistribucijska infrastruktura

EMONA – ekonomski model optimizacije naložb

EZ – Energetski zakon

GJS – gospodarska javna služba

GPRS - General Packet Radio Services

GPS – Global Positioning System

GREDOS – programsko orodje za načrtovanje omrežja

HAPV – hitri avtomatski ponovni vklop

IT – informacijska tehnologija

KBV – kablovod

MSK – minimalni standardi kakovosti

MTK – mrežno tonsko krmiljenje

NEP – Nacionalni energetski program

NN – nizka napetost

OVE – obnovljivi viri energije

REDOS – razvoj elektrodistributivnih omrežij Slovenije

ReNEP – Resolucija o nacionalnem energetskega programu

RF – radijske frekvence

RP – razdelilna postaja

RTP – razdelilna transformatorska postaja

RV – razpršena proizvodnja

SAIDI - povprečno trajanje prekinitev v sistemu (System average interruption duration index)

SAIFI - povprečno število prekinitev napajanja odjemalca (System average interruption frequency index)

SCADA – sistem za nadzor, krmiljenje in zajemanje podatkov o stanju oddaljene opreme, katerega delovanje temelji na kodiranih signalih, ki se prenašajo preko komunikacijskih kanalov (Supervisory control and data acquisition)

SN – srednja napetost

SODO – sistemski operater distribucijskega omrežja električne energije

SONDO – sistemska obratovalna navodila za distribucijsko omrežje električne energije

SOPO – sistemski operater prenosnega omrežja električne energije

SPDOEE – splošni pogoji za dobavo in odjem električne energije

TK – telekomunikacija

TP - transformatorska postaja

UMTS - Universal Mobile Telecommunications System

URE – učinkovita raba energije

VN – visoka napetost

ZGO – Zakon o graditvi objektov

ZOK – zemeljski optični kabel

ZPNačrt – Zakon o prostorskem načrtovanju

VIRI

- [1] Resolucija o Nacionalnem energetskega programu (Ur.l. RS št. 57/2004: ReNEP).
- [2] Strategija prostorskega razvoja Slovenije (Odlok o strategiji prostorskega razvoja Slovenije, Ur. l. RS, št. 76/04)
- [3] Prostorski red Slovenije (Uredba o prostorskem redu Slovenije, Ur. l. RS, št. 122/04).
- [4] Nacionalni akcijski načrt za energetske učinkovitost za obdobje 2008 – 2016 (Vlada RS, dokument št. 36000-1/2008/13 z dne 31.01.2008: AN-URE).
- [5].. Akcijski načrt za obnovljive vire energije za obdobje 2010-2020 (AN-OVE) Slovenija, Ljubljana 2010.
- [6].. Nacionalni energetski program, osnutek z dne 24.06.2010.
- [7].. Načrt razvoja distribucijskega omrežja električne energije v Republiki Sloveniji za desetletno obdobje od leta 2011 do 2020, Geografsko območje oskrbe Elektro Celje, Elektro Celje d.d., Celje 2010.
- [8].. Načrt razvoja distribucijskega omrežja električne energije v Republiki Sloveniji za desetletno obdobje od leta 2011 do 2020, Geografsko območje oskrbe Elektro Gorenjska, Elektro Gorenjska d.d., Kranj 2010.
- [9].. Načrt razvoja distribucijskega omrežja električne energije v Republiki Sloveniji za desetletno obdobje od leta 2011 do 2020, Geografsko območje oskrbe Elektro Ljubljana, Elektro Ljubljana d.d., Ljubljana 2010.
- [10].. Načrt razvoja distribucijskega omrežja električne energije v Republiki Sloveniji za desetletno obdobje od leta 2011 do 2020, Geografsko območje oskrbe Elektro Maribor, Elektro Maribor d.d., Maribor 2010.
- [11].. Načrt razvoja distribucijskega omrežja električne energije v Republiki Sloveniji za desetletno obdobje od leta 2011 do 2020, Geografsko območje oskrbe Elektro Primorska, Elektro Primorska d.d., Nova Gorica 2010.
- [12].. Analiza učinkov sistema merjenja električne energije (AMI) v slovenskem distribucijskem omrežju, študija št. 2031/I, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2010.
- [13].. Analiza učinkov sistema merjenja električne energije (AMI) v slovenskem distribucijskem omrežju, študija št. 2031/II, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2010.
- [14].. Vizija razvoja koncepta Smart Grids v Sloveniji, študija št. 2026, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2010.

-
- [15] Razvoj porabe električne energije in koničnih obremenitev na območju Elektra Celje, študija št. 1852/1, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [16] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Celje d.d., Zgornja Savinjska in Šaleška dolina, študija št. 1852/3, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [17] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Celja d.d., Spodnja Savinjska dolina, študija št. 1852/4, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [18] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Celja d.d., Celje mesto, študija št. 1852/7, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [19] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Celja d.d., Rogaška – Šentjur – Vojnik, študija št. 1852/6, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [20] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Celja d.d., Posavje, Obsoteljsko in Kozjansko, študija št. 1852/5, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [21] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Celja d.d., Koroška, študija št. 1852/2, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [22] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Gorenjska, Razvoj porabe električne energije in koničnih obremenitev na območju Elektro Gorenjska, Elektroinštitut Milan Vidmar, študija št. 2009/1, Ljubljana 2009.
- [23] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Gorenjska, Zgornja Gorenjska, študija št. 2009/2, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2010.
- [24] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Gorenjska, Kranj, Trži in Brnik, študija št. 2009/3, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2009.
- [25] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Gorenjska, Spodnja Gorenjska, študija št. 2009/4, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2010.
- [26] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Ljubljana, Črnuče-Domžale-Kamnik, študija št. 1523/5, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2002.
- [27] Razvoj distributivnega napajalnega 110 kV omrežja na območju Domžale-Kamnik-Mengeš, študija št. 1523/9, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2003.
- [28] Izbira lokacije za novo RTP 110/20 kV na območju zgornje Gorenjske, referat. št. 1724, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2005.
- [29] Analiza napajanja povečanega odjema na območju RTP Kranjska Gora, referat. št. 1777, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2006.
-

-
- [30] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Ljubljana, Razvoj porabe električne energije in koničnih obremenitev na območju Elektra Ljubljana, študija št. 1799/1, Elektroinštitut Milan Vidmar Ljubljana 2007.
- [31] Razvoj elektrodistribucijskega omrežja podjetja Elektro Ljubljana, Ljubljana mesto, študija št. 1799/2, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [32] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Ljubljana, Notranjska, študija št. 1799/3, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [33] Razvoj elektrodistribucijskega omrežja podjetja Elektro Ljubljana, Dolenjska, študija št. 1799/4, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [34] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Ljubljana, Območje Kočevja in Grosuplja, študija št. 1799/5, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [35] Razvoj elektrodistribucijskega omrežja podjetja Elektro Ljubljana, Črnuče – Domžale – Kamnik, študija št. 1799/6, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [36] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Ljubljana, Zasavje z Litijo, študija št. 1799/7, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [37] Tehnična in ekonomska analiza dinamike prehoda SN omrežja iz 10 kV na 20 kV na območju mesta Ljubljana, študija št. 1863, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [38] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Maribor, Razvoj porabe in koničnih obremenitev na območju Elektro Maribor, študija št. 1909/1, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2008.
- [39] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Maribor, Pomurje, študija št. 1909/2, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2009.
- [40] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Maribor, Ptujsko polje, Haloze in Slovenske gorice, študija št. 1909/3, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2009.
- [41] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Maribor, Maribor mesto, referat št. 1909/4, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2009.
- [42] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Maribor, Dravska dolina, študija št. 1909/5, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2009.
- [43] Razvoj elektrodistributivnega omrežja podjetja Elektro Maribor, Slovenska Bistrica, Slovenske Konjice in Rače, študija št. 1909/6, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2009.
- [44] Razvoj porabe električne energije in koničnih obremenitev na območju podjetja Elektro Primorska, študija št. 2023/1, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2010.
-

- [45] Razvoj elektrodistributivnega javnega podjetja Elektro Primorska, Zgornje Posočje in idrijsko – cerkljanska regija, študija št. 1732/2, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2006.
- [46] Razvoj elektrodistributivnega javnega podjetja Elektro Primorska, Spodnja Soška dolina, Goriško in Vipavsko, študija št. 1732/3, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2006.
- [47] Razvoj elektrodistributivnega javnega podjetja Elektro Primorska, Notranjsko – Kraško območje, študija št. 1732/4, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2006.
- [48] Razvoj elektrodistributivnega javnega podjetja Elektro Primorska, Slovenska obala in Istra, študija št. 1732/5, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2006.
- [49] Srednjeročni razvoj srednjenapetostnega omrežja na Pivškem, Elektroinštitut Milan Vidmar, študija št. 2905, Ljubljana 2009.
- [50] Model ekonomskega vrednotenja investicij v 10 letnih načrtih razvoja distribucijskega omrežja, referat št. 1842, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2007.
- [51] Poročilo o kakovosti oskrbe z električno energijo v letu 2009, referat št. 1842, Elektroinštitut SODO, Maribor 2010.
- [52] Strategija razvoja elektroenergetskega sistema Republike Slovenije, Načrt razvoja prenosnega omrežja v Republiki Sloveniji od leta 2009 do 2018, ELES, Ljubljana 2009.
- [54] Metodološki pristopi k prognozi porabe električne energije – 1. del, študija št. 1586/D1, EIMV, Ljubljana 2004.
- [55] Metodološki pristopi k prognozi porabe električne energije – 2. del, študija št. 1624/D1-2, EIMV, Ljubljana 2005.



sistemski operater
distribucijskega omrežja z
električno energijo, d.o.o.
Minařikova cesta 5
2000 Maribor

SODO d.o.o.

Tel.: 08 20 01 700, www.sodo.si, e-mail: sodo@sodo.si, Matična številka: 2294389,
ID DDV: SI 45603057, TRR: NLB d.d.: SI 56 0228 0025 6460 653, Sodni register
Okrožnega sodišča v Mariboru - št. vložka 1/13411/00, Osnovni kapital 7.500 EUR