

# Povećanje kapaciteta prijenosne mreže kompaktiranjem nadzemnih vodova i visokotemperaturnih užadi s malim provjesom

---

Pavičić, Ivan

Doctoral thesis / Disertacija

2022

*Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj:* **University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing / Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i računarstva**

*Permanent link / Trajna poveznica:* <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:168:979108>

*Rights / Prava:* [In copyright](#) / [Zaštićeno autorskim pravom.](#)

*Download date / Datum preuzimanja:* **2024-06-26**



*Repository / Repozitorij:*

[FER Repository - University of Zagreb Faculty of Electrical Engineering and Computing repository](#)





Sveučilište u Zagrebu  
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE I RAČUNARSTVA

Ivan Pavičić

**POVEĆANJE KAPACITETA PRIJENOSNE  
MREŽE KOMPACTIRANJEM NADZEMNIH  
VODOVA I VISOKOTEMPERATURNIH  
UŽADI S MALIM PROVJESOM**

DOKTORSKI RAD

Zagreb, 2022.



Sveučilište u Zagrebu  
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE I RAČUNARSTVA

Ivan Pavičić

**POVEĆANJE KAPACITETA PRIJENOSNE  
MREŽE KOMPACTIRANJEM NADZEMNIH  
VODOVA I VISOKOTEMPERATURNIH  
UŽADI S MALIM PROVJESOM**

DOKTORSKI RAD

Mentor: prof. dr. sc. Ivica Pavić

Zagreb, 2022.



University of Zagreb  
FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND  
COMPUTING

Ivan Pavičić

**INCREASING TRANSMISSION GRID  
CAPACITY USING COMPACT OVERHEAD  
LINES DESIGN AND HIGH TEMPERATURE  
LOW SAG CONDUCTORS**

DOCTORAL THESIS

Supervisor: Professor Ivica Pavić, PhD

Zagreb, 2022



Doktorski rad izrađen je na Sveučilištu u Zagrebu Fakultetu elektrotehnike i računarstva, na Zavodu za visoki napon i energetiku. Zagreb, Hrvatska

Mentor: prof. dr. sc. Ivica Pavić

Doktorski rad ima: 210 stranica

Doktorski rad br.: \_\_\_\_\_

## ŽIVOTOPIS MENTORA

Ivica Pavić diplomirao je na Elektrotehničkom fakultetu Sveučilišta u Zagrebu 1987. godine. Početkom te godine počeo je raditi u tvornici Rade Končar-Elektrouređaji, a u listopadu iste godine zaposlio se kao asistent na Zavodu za visoki napon i energetiku Elektrotehničkog fakulteta u Zagrebu. Doktorat znanosti u polju elektrotehnike stekao je na Fakultetu elektrotehnike i računarstva 1999. godine, a trenutno je zaposlen na radnom mjestu redovitog profesora u trajnom zvanju te sudjeluje u izvođenju nastave na preddiplomskom i diplomskom studiju iz područja prijenosa električne energije i analize elektroenergetskog sustava. Osim toga, nositelj je dva kolegija na poslijediplomskom doktorskom studiju, a sudjeluje i u izvođenju nastave na specijalističkim studijima Transformatori i Željeznički elektrotehnički sustavi. Sudjelovao je u više znanstveno-istraživačkih projekata te je objavio preko 100 radova u znanstvenim i stručnim časopisima i zbornicima međunarodnih i domaćih konferencija iz područja analize i vođenja pogona te planiranja razvoja elektroenergetskog sustava. Autor je dva sveučilišna priručnika te recenzent većeg broja znanstvenih članaka u inozemnim i domaćim časopisima. Član je stručnih udruga IEEE i HRO Cigre, a od 2007. godine član je Akademije tehničkih znanosti Hrvatske (HATZ).

## **ABOUT THE SUPERVISOR**

Ivica Pavić, received B.Sc. degree in electrical engineering from the University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering (ETF) in 1987. In the beginning of 1987, he started working in Rade Končar - Electric Systems and from October of the same year he is working at the Department of High Voltage and Power Systems at ETF Zagreb. Ph.D. degree received in electrical engineering from the University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing (FER) in 1999 and he is currently a full professor involved in teaching of undergraduate and graduate study in field of electricity transmission and power system analysis. He is also involved in teaching of doctoral study and Transformers and Railway Electrical Systems specialist studies. He participated in several scientific and research projects and he published more than 100 papers in journals and conference proceedings in the area of power system analysis, control and planning. He is the author of two university manuals and he serves as a technical reviewer for various international and domestic journals. Prof. Pavić is a member of IEEE society and Croatian Committee of Cigré, and since 2007 he has been a member of Croatian Academy of Engineering (HATZ).

## Zahvale

*Zahvaljujem se mentoru prof.dr.sc. Ivici Paviću na potpori i pomoći tijekom izrade doktorske disertacije.*

*Zahvaljujem i prof.dr.sc. Davoru Grgiću zahvaljujem na pomoći i vrijednim sugestijama i drugim zaposlenicima Zavoda za visoki napon i energetiku na pomoći i podršci.*

*Zahvaljujem se dr.sc. Igor Ivanković i kolegama iz HOPS-a na pomoći i podršci.*

*Na kraju, zahvaljujem se svojoj ženi Martini, djeci Franu i Niki, roditeljima Dani i Lidiji na strpljenju i potpori.*

## SAŽETAK

Tržišne okolnosti i integracija obnovljivih izvora energije značajno su izmijenile proces planiranja prijenosne mreže. Porastom opterećenja i udjela obnovljivih izvora u ukupnim proizvodnim kapacitetima prijenosne mreže javlja se potreba za povećanjem kapaciteta prijenosa električne energije. Izgradnja novih dalekovoda kompleksan je proces koji uključuje izradu studija, ishodenje dozvola, rješavanje imovinskopravnih odnosa, provođenje javne nabave i izgradnje. Navedeni proces traje godinama i može značajno odstupati od inicijalno planiranih vremenskih rokova. Doktorski rad analizira mogućnosti povećanja kapaciteta postojećih dalekovoda uzimajući u obzir primjenjivost razmatranih rješenja u hrvatskom prijenosnom sustavu. Provedena istraživanja sastoje se od tri međusobno povezana dijela.

Prvi dio odnosi se na razvoj metode za odabir mogućih dalekovoda koji nemaju dovoljne kapacitete prijenosa u sadašnjem ili budućem promatranom razdoblju. Pri određivanju pogodnih lokacija provodi se analiza sadašnjeg stanja prijenosne mreže i analiza koja uključuje razmatranje prijenosne mreže s obzirom na buduća planirana kretanja uvoza, izvoza, povećanja proizvodnje i opterećenja na prijenosnoj mreži. Za odabrane dalekovode razmatra se povećanje kapaciteta primjenom kompaktiranja nadzemnih vodova i ugradnjom visokotemperaturnih vodiča malog provjesa (engl. *High Temperature Low Sag Conductors* – HTLS). Za predložena rješenja razmotrit će se utjecaj na prijenosnu mrežu kroz utjecaj na postojeći kapacitet prijenosne mreže i izračun gubitaka. Za oba parametra razvijeni su modeli koji uzimaju u obzir realne uvjete i mjerenja iz pogonskog stanja prijenosne mreže.

U drugom se dijelu na temelju koordinacije izolacije određuju potrebni stupanj izolacije za predloženi 400 kV kompaktirani dalekovod i potreba za ugradnjom odvodnika prenapona. Broj odvodnika prenapona određuje se na temelju zahtijevane razine prenaponske zaštite i tehno-ekonomske analize. Raspored odvodnika na dalekovodu određen je proračunom koordinacije izolacije gdje se za predloženi 400 kV kompaktirani dalekovod razmatraju sklopni prenaponi na temelju rezultata simulacija u programskom alatu EMTP. Uz prihvatljiv ekonomski trošak moguće je dodatno povećati raspoloživost predloženog 400 kV kompaktiranog dalekovoda.

Treći dio rada odnosi se na provjeru dielektričnih svojstava predloženog kompaktiranog rješenja. Za 400 kV kompaktirani dalekovod napravljeni su izračuni električnih i magnetskih polja standardnim izračunima i metodom konačnih elemenata (*Finite Element Method*) u programskom okruženju ANSYS. Prikazana je raspodjela el. potencijala i el. polja

na pojedinim elementima dalekovoda (stup, vodič, izolator i ovjesna oprema) te su napravljene analize u sklopu kojih se provjeravaju električni parametri odabranog kompaktiranog rješenja. Provedena je termička analiza za HTLS vodiče, ovjesnu opremu i izolator kako bi se utvrdilo temperaturno ponašanje pojedinih komponenti za različite scenarije. Provedena analiza uključuje izračune temperature vodiča IEEE standardom i temperaturnu raspodjelu na površini i središtu vodiča primjenom FEM metode. Za potpuno razumijevanje procesa generiranja i odvođenje topline napravljena je analiza koristeći CFD (*Computational Fluid Dynamics*) simulacije. CFD simulacijom kroz primjenu multifizičkog modela detaljnije se sagledava temperaturna raspodjela promatranih elemenata za navedene procese. Koristeći numeričke postupke FEM i CFD moguće je odrediti površinsku i prostornu temperaturu promatranih elemenata.

**Ključne riječi:** kapacitet prijenosne mreže, gubici, kompaktirani dalekovodi, HTLS vodiči, električno polje na vodiču i izolatoru, električno i magnetsko polja u trasi dalekovoda, temperatura vodiča, koordinacija izolacije, odvodnik prenapona, raspoloživost dalekovoda

## SUMMARY

### **INCREASING TRANSMISSION GRID CAPACITY USING COMPACT OVERHEAD LINES DESIGN AND HIGH TEMPERATURE LOW SAG CONDUCTORS**

Integration of renewable energy sources and market circumstances have significantly changed the transmission network planning process which leads to the need to increase capacity of transmission network. It is necessary to better use of the existing transmission grids in purpose to transferee wind and solar power to where it's needed. Lack of capacity on key points of the transmission grid is also postpone new renewable energy projects from being developed and build. To achieve integration of renewables it is necessary to build new overhead lines (OHL) or increase capacity of existing ones. Building new OHL is an expensive and time-consuming process that highly depends by landowner, lawsuits and unfavorable regulatory rulings although renewables developers and their offtakers can afford it. Process of building new OHL takes years and may deviate significantly from the initially planned deadlines.

New approach to increase transmission capacity is needed which include new technologies that can help to solve the problem. Possible solution that can be integrated into the grid with low cost and can have significant amounts in congestion managment are power flow control, dynamic line ratings and topology optimization. Each of mentioned technology doesn't provide long term solution and is not applicable in each case of solving transmission congestion and additional solution must be considered. One of the way to increase OHL capacity is to increase operating current or voltage level on existing OHL.

Increasing current on existing OHL as a consequence have increase in conductor temperature, melt or fail conductor strength and increase in sag. In that purpose new conductor was developed that can withstand mentioned demands (High Temperature Low Sag Conductors HTLS). HTLS conductor can withstand permanent operating temperatures up to 210°C carrying higher power compared to conventional conductors. These conductors have a wide range of application possibilities when there is need for increase transmission capacity, clearance problems and restrictions to the use of new and higher towers. Big advantage of HTLS conductors is fast installation comparing to building/reconstructing OHL and without need to modify most of the existing towers.

Increasing voltage level on existing OHL is considered in cases when there is need to increase transmission capacity where building new OHL is not possible. Voltage uprating on existing OHL demands investigation on electrical parameters and mechanical parameters of existing infrastructure OHL. Main characteristics of voltage uprating is smaller clearance, composite insulators, coordination insulation, overvoltages and main electrical characteristics (natural power, electrical gradient, corona etc.). For that reason (smaller clearance) and designee solution such OHL is named compact OHL. In some cases voltage uprating with compact designee requires modification and foundation reinforcement of existing tower or new tower designee and foundation. Main advantage of compact OHL is higher power transfer, better stability in operation, smaller impact on the environment, smaller right-of-way compared to conventional solution. However, the cost of the voltage uprating is high and requires additional considerations comparing to conventional methods in process of reconstructing or building OHL.

Motivation for dissertation came from desire to consider the implementation HTLS and compact designee technologies in the transmission network when the main aim is to increase the capacity of the existing OHL. The aim of the research is to provide better insights into the behavior of HTLS conductors and compacted transmission lines in the transmission network taking into account the transmission network development plans and the influence of chosen solutions. Conducted analyzes consider increase in transmission capacity and impact of losses in the transmission network for different types for selected technologies. Recently transmission system operator become responsible for amount and cost of losses and new investment must be optimized from prospective that the lifetime of these investments is longer than 40 years. For any type of investments it is necessary to determine possibilities of applicability taking account of other limitations. For compact solution in this dissertation will be consider dielectric properties and electric fields on individual components of the transmission line and in the transmission line corridor. The application of HTLS conductors allows to increase the temperature of conductors and consequently suspension equipment and insulators. To determine radial temperature distribution in the HTLS conductor and to establish how the temperature expands thermal model of HTLS conductor will be proposed. For both approaches additional verification of electric and thermal parameters will be verified using FEM and CFD numerical programs.

Doctoral thesis analyzed the possibilities of increasing the capacity of existing transmission lines with the main goal that proposed solution are applicable in the Croatian



transmission system. Dissertation can be divided in three main parts that represent process from the beginning of determine which OHL doesn't have satisfactory capacity, consider possible solution and true the additional research determine technical parameters of proposed designee.

The first part of doctoral thesis presents overview of the parameters that influence where and when is increase in transmission capacity is needed. The process of determining the limitation of existing OHL in transmission network using the procedure in which it is necessary identify input data, perform additional calculations and analyzes considering future plans and in the end interpret obtained results. Presented process is algorithm that consider implementation compact designee and HTLS conductor with the aim to increase transmission network capacity. The algorithm presents steps in terms of a systematic procedure that involve the collection and data processing, calculations and decision-making criteria. The computational parts of the algorithm are based on power flow calculations for chosen scenarios conditions that consider development plans of transmission network. After determining the critical transmission OHL, the sensitivity analysis is carried to determine electrical parameters of OHL which need to be reconstructed in order to prevent possible congestion in the network. Conducted sensitivity analysis is perform considering increase capacity of each OHL and capacity of transmission network considering influence on losses.

Determining the capacity of the transmission network are the main issues in the planning and management of the transmission network and at the same time an extremely important basis for planning the development of the transmission network. Due the several calculations of transmission network capacity methods Net Transfer Capacity and Total Transfer Capacity calculation are considered dominant and used in conducted considerations. Model for monitoring losses on each transmission lines is developed and presents an improvement of the existing process of determining Joule and corona losses on high-voltage transmission lines. From the available measurements and available input data, prediction of losses can be made for each OHL considering predicted power flows. The results of the losses assessment model have significant importance and is used in purpose of planning and procurement of losses leading to reduced costs for proposed solution. Furthermore, ability to manage electricity losses in the transmission system has practical significance, since they are an important technical and economic indicator of transmission system management.

As was mentioned before compact designee have a smaller clearance and to achieve that applications of composite insulators as insulating cross-arms is needed. Due the smaller clearance temporary overvoltages can occur and their amounts need to be limited to acceptable

level. For the proposed solution of 400 kV compacted transmission line calculation of insulation coordination is conducted according to IEC 60071-2. According to the results installation of surge arrester is needed where optimum installation locations is determine based on amount of temporary overvoltages and techno economical method that was presented.

The third part of doctoral thesis presents calculations using FEM to evaluate electromagnetic behavior of individual transmission line components and thermal behavior of HTLS conductor comparing to existing conventional methods. Compact designee implies smaller clearance which causes increase in electrical field on components in OHL tower. Although the design principles are similar to those for classic OHL designee, the margins are additional reduced, so special attention is made to understand how geometrical configuration influence on spreading electrical field on each elements of OHL. In that purpose 2D and 3D FEM model is developed to better understand difference between OHL designee. Conducted analysis consider distribution of electrical potential in tower OHL, electrical field on insulators, suspension equipment and potential gradient on conductors. In order to better understand the influence of conductor geometry on electric field different type of conductor was analyzed. The influence of compact designee on electrical and magnetic field in for OHL right of way OHL was also demonstrated. Conducted research gives overview of technical aspects that need to be consider before making final compact designee from dielectrically point of view. For HTLS conductors and insulator thermal analysis was performed using the FEM method to determine the temperature behavior compered to ACSR conductors. To determine conductor temperature IEEE 738 standard was applied for ACSR, ACCR and ACCC Drake conductors. For all three conductor influence of speed and angle of wind, insolation and air temperature on conductor current was performed. The results are used as input data for modeling 2D conductors in FEM analysis. For each of the three mentioned conductors temperature distribution was calculated using FEM Ansys. In addition to fully understand the process of generating and dissipating heat, an analysis was made using computational fluid dynamics (CFD) simulations. CFD simulation through the application of a multi-physical model examines in more detail the temperature distribution of conductor for processes of dissipating heat by velocity of air and heat radiation. Using the numerical procedures FEM and CFD it is possible to determine the surface and internal temperature of the observed elements and consider thermal limitation of conductors and insulator.

Research in doctoral is relevant for transmission network development and revitalization power system. Scientific contributions of the dissertation are: algorithm for

determining electrical parameters of compacted transmission lines and HTLS conductors with respect to the increase of transmission capacity and reduction of losses in the transmission system; model for selection conductor characteristics and configuration based on performed analyzes of electromechanical and thermal parameters for compacted transmission lines; multicriteria model for compact configuration selection with the aim of determining the availability of compacted transmission line.

**Keywords:** capacity of transmission network, losses in transmission network, compact OHL, HTLS conductor, electric field on conductor and insulators of OHL, electromagnetic field in right-of-way, temperature of conductor, coordination insulation, transmission line surge arrester

## SADRŽAJ

1.	Uvod.....	1
1.1.	Primjena novih tehnologija na postojeću prijenosnu mrežu .....	2
1.2.	Motivacija za izradu doktorata.....	3
1.3.	Znanstveni doprinosi.....	4
1.4.	Pregled poglavlja u disertaciji.....	4
2.	Povećanje kapaciteta prijenosnog sustava .....	7
2.1.	Načini planiranja u prijenosnoj mreži.....	8
2.2.	Mogućnosti primjene novih tehnologija u prijenosnoj mreži .....	10
2.3.	Primjena suvremenih tehnologija na novim/postojećim dalekovodima .....	11
2.3.1.	Kompaktiranje dalekovoda .....	12
2.3.1.1	Kompaktirani dalekovodi u prijenosnoj mreži .....	14
2.3.1.2	Pojava prenapona kod kompaktiranih dalekovoda .....	15
2.3.1.3	EM polja kompaktiranih dalekovoda.....	16
2.3.1.4	Pojava korone kod kompaktiranih dalekovoda.....	17
2.3.2.	Primjena HTLS vodiča .....	19
2.3.2.1	HTLS vodič – pregled tehnologije.....	20
2.3.2.2	HTLS vodič – iskustva u pogonu .....	23
2.4.	Zaključak i preporuke za primjenu suvremenih tehnologija na novim/postojećim dalekovodima .....	27
3.	Primjena kompaktiranja i HTLS vodiča u prijenosnoj mreži .....	29
3.1.	Primjena suvremenih tehnologija u planiranju razvoja prijenosne mreže.....	29
3.2.	Identifikacija dalekovoda (pravaca) i određivanje raspona el. parametara za primjenu novih tehnologija u prijenosnoj mreži... 31	
3.2.1.	Identifikacija povećanja kapaciteta (prijenosne moći) u prijenosnoj mreži .....	33
3.2.1.1	Određivanje kritičnih elemenata u prijenosnoj mreži.....	35
3.2.1.2	Proračun tokova snaga .....	36
3.2.1.3	Proračun geometrije dalekovoda predloženih rješenja .....	38
3.2.1.4	Određivanje kapaciteta u prijenosnoj mreži .....	42
3.2.1.5	Određivanje provjesa vodiča .....	44

---

3.2.2.	Izračun raspona parametara .....	45
3.3.	Moguće barijere u planiranju prilikom implementacije razmatranih tehnologija .....	49
4.	Analiza gubitaka u prijenosnoj mreži .....	51
4.1.	Gubici u prijenosnoj mreži.....	52
4.2.	Izračun gubitaka za dalekovode u prijenosnoj mreži.....	54
4.2.1.	Joule-vi gubici.....	55
4.2.2.	Gubici korone .....	55
4.2.3.	Gubici odvoda.....	56
4.2.4.	Očekivani gubici korone i odvoda za 400 kV dalekovode .....	57
4.3.	Prikupljanje i obrada mjernih podataka .....	58
4.3.1.	Sustav za prikupljanje mjernih podataka .....	59
4.3.2.	Sustav za prikupljanje meteoroloških podataka.....	60
4.4.	Izračun gubitaka za dalekovode u prijenosnoj mreži.....	61
4.5.	Primjer izračuna gubitaka za 400 kV dalekovode .....	64
5.	Primjena predloženog algoritma na test mreži.....	68
5.1.	Identifikacija lokacije povećanja kapaciteta (prijenosne moći)...	69
5.1.1.	Testna mreža .....	69
5.1.2.	Rezultati analize osjetljivosti prijenosne mreže.....	70
5.1.2.1	Povećanje uvoza .....	70
5.1.2.2	Povećanje izvoza.....	71
5.1.2.3	Povećanje proizvodnje.....	72
5.1.2.4	Povećanje tereta .....	74
5.1.2.5	Zaključci provedenih analiza .....	74
5.1.3.	Odabir scenarija .....	75
5.1.4.	Prijedlog HTLS vodiča i kompaktiranih dalekovoda .....	77
5.1.4.1	Mogućnosti primjene HTLS vodiča i kompaktiranih dalekovoda.	77
5.1.4.2	Izračun parametara za HTLS vodiče i kompaktirane dalekovoda.	79
5.1.4.3	Odabir parametara za HTLS vodiče i kompaktirane dalekovoda..	82
5.2.	Rezultati primjenom kompaktiranih dalekovoda i HTLS vodiča	87
5.2.1.	Rezultati predloženih investicija za 110 kV prijenosnu mrežu .....	87
5.2.2.	Rezultati predloženih investicija za 220 kV prijenosnu mrežu .....	89
5.2.3.	Rezultati predloženih investicija za 400 kV prijenosnu mrežu .....	91
5.3.	Zaključne preporuke .....	95

6.	Koordinacija izolacije prema IEC 60071-2.....	96
6.1.	Prenaponi u elektroenergetskom sustavu.....	97
6.2.	Koordinacije izolacije prema normi IEC 60071-2.....	100
6.3.	Određivanje faznih i međufaznih razmaka uz prihvatljivu raspoloživost pogona dalekovoda .....	102
6.3.1.	Model mreže i model 400 kV kompaktiranog dalekovoda.....	103
6.3.2.	Izračun prenapona za predloženu konfiguraciju 400 kV kompaktiranog dalekovoda.....	105
6.3.3.	Određivanja faznih i međufaznih razmaka za 400 kV kompaktirani dalekovod.....	107
7.	EM polja kompaktiranih dalekovoda .....	112
7.1.	Kompaktirani dalekovodi.....	113
7.1.1.	Karakteristike kompaktiranih dalekovoda .....	113
7.1.2.	Karakteristike predloženog kompaktiranog dalekovoda .....	115
7.2.	Izračun električnog polja stupa dalekovoda.....	117
7.2.1.	Načini izračuna el. polja .....	117
7.2.2.	Ekvipotencijalne plohe i el. polje kompaktiranog dalekovoda....	119
7.3.	Izračun električnog polja vodiča .....	121
7.3.1.	Izračun električnog polja za vodiče u snopu.....	122
7.3.2.	Određivanje električnog polja na površini vodiča .....	124
7.3.3.	Utjecaj parametara na iznos polja na vodiču .....	127
7.4.	Izračun električnog polja na izolatoru i ovjesnoj opremi.....	127
7.5.	Proračun elektromagnetskih polja.....	133
7.6.	Pregled rezultata proračuna.....	137
8.	Zagrijavanje vodiča i termičko ponašanje ovjesne opreme .....	139
8.1.	Utjecaj zagrijavanja na vodič i ovjesne opreme .....	140
8.1.1.	Uzroci toplinskog naprezanja .....	140
8.1.1.1	Trajno termičko opterećenje vodiča .....	141
8.1.1.2	Utjecaj vremena na vodič .....	142
8.1.2.	Učinak toplinskog naprezanja na vodič i ovjesnu opremu .....	143
8.2.	Zagrijavanja vodiča i ovjesne opreme .....	145
8.2.1.	Jednadžba vodiča .....	145
8.2.2.	Izračun struje vodiča.....	146
8.2.3.	Utjecaj vjetra, insolacije i temperature okoline na struju vodiča.	147

8.2.4.	Zagrijavanje ovjesne opreme .....	150
8.3.	Izračun zagrijavanja vodiča i ovjesne opreme .....	151
8.3.1.	Metoda konačnih elemenata (FEM) .....	151
8.3.2.	Primjena FEM u izračunima toplinskog naprezanja.....	152
8.3.3.	Razmatrani modeli i priprema podataka.....	154
8.3.3.1	Geometrija i rubni uvjeti ACSR dalekovodnog vodiča.....	154
8.3.3.2	Model za HTLS vodič (ACCC i ACCR).....	155
8.3.3.3	Model za ovjesnu opremu i izolator [ $\Omega$ ].....	155
8.3.4.	Rezultati proračuna temperature vodiča .....	156
8.3.4.1	Rezultati proračuna FEM-a.....	156
8.3.4.2	Rezultati proračuna primjenom CFD.....	162
8.3.4.3	Rezultati proračuna za ovjesnu opremu.....	168
9.	Raspoloživost kompaktiranog dalekovoda u pogonu .....	171
9.1.	Odabir odvodnika prenapona u svrhu poboljšanja raspoloživosti dalekovoda .....	172
9.1.1.	Utjecaj parametara na odabir odvodnika .....	172
9.1.2.	Izbor odvodnika prenapona .....	174
9.2.	Određivanje raspoloživost pogona dalekovoda .....	176
9.3.	Tehno-ekonomska analiza ugradnje odvodnika prenapona.....	178
9.3.1.	Troškovi uslijed prekida napajanja .....	179
9.3.2.	Tehno – ekonomska analiza za odabir odvodnika.....	182
10.	Zaključak.....	186
	Literatura .....	188
	Popis oznaka i kratica.....	199
	Životopis.....	208
	Biography .....	210

## 1. UVOD

Prijenosna mreža je dio elektroenergetskog sustava (EES) čija je glavna funkcija pouzdan i kvalitetan prijenos električne energije od proizvodnih subjekata do krajnjih kupaca [1]. Prijenos električne energije vrši se preko dalekovoda i transformatora koji čine glavne elemente prijenosne mreže [2]. Proizvodne jedinice velikih instaliranih snaga putem dalekovoda povezani su s centrima potrošnje. Da bi se omogućio prijenos velikih snaga i na velike udaljenosti, potrebni su dalekovodi na što višem naponskom nivou, stoga su dalekovodi u prijenosnoj mreži naponske razine 110 kV, 220 kV i 400 kV [1]–[4].

Postojeća prijenosna mreža građena je uzimajući u obzir smještaj velikih proizvodnih jedinica u čvorištima prijenosne mreže koja su na vrlo visokom naponu i dobro povezana dalekovodima s ostatkom prijenosne mreže. Navedenim konceptom osiguravala se konstantna proizvodnja prema centrima potrošnje i dovoljan kapacitet prijenosne mreže za prijenos proizvedene električne energije. Otvaranje tržišta električne energije i prihvata obnovljivih izvora na prijenosnu mrežu donose značajne promjene u strukturi proizvodnje električne energije [5]. Proizvodnja električne energije postaje nepredvidljiva i više nije samo funkcija potrošnje, stoga su se promijenile tehničke prilike u prijenosnoj mreži i način upravljanja EES-om [6], [7].

Usljed pokušaja usporavanja i zaustavljanja klimatskih promjena postojeće konvencionalne termoelektrane (elektrane na ugljen i plin s visokim emisijama stakleničkih plinova) postaju neprihvatljive, što dovodi do povećane implementacije obnovljivih izvora energije, mijenjajući pritom strukturu elektroenergetskog sustava [8]. Lokacija za izgradnju obnovljivih izvora ponajprije je određena geografskim potencijalima energije vjetra i sunca [5], [9]. Prijenosna mreža mora se razvijati ukorak s navedenim promjenama i prilagođavati novonastaloj situaciji. U većini slučajeva izgrađeni obnovljivi izvori udaljeni su od centara potrošnje, stoga je nužno razviti postojeću prijenosnu mrežu u svrhu prihvata proizvedene energije.

Da bi se omogućio prihvata proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora, potrebno je povećati kapacitete pojedinih dalekovoda i cijele prijenosne mreže. Povećanje kapaciteta prijenosne mreže moguće je ostvariti gradnjom novih dalekovoda ili povećanjem prijenosnih kapaciteta postojećih dalekovoda [5]. S obzirom na sve strožu zakonsku regulativu, dugotrajno ishodištenje dozvola i rješavanje imovinskopravnih odnosa, operatori prijenosnog



sustava ispituju mogućnosti i tehnologije s ciljem povećanja kapaciteta na postojećim dalekovodima [10].

Povećanje kapaciteta postojećih dalekovoda može se ostvariti na više načina, a u suštini im je zajedničko povećanje struje i/ili napona [11]. Provedena razmatranja uključuju sagledavanje postojećeg stanja dalekovoda kao polaznu točku u procesu povećanja kapaciteta prijenosa [12]. S deregulacijom energetske operatora prijenosnog sustava su zaduženi i za nabavu energije potrebnu za pokrivanje gubitaka, stoga se prilikom odabira rješenja za povećanje prijenosnog kapaciteta posebno uzima u obzir utjecaj gubitaka i njihovog troška. Zbog specifičnog geografskog položaja hrvatskog prijenosnog sustava razmotrit će se tehnologije koje se mogu primijeniti u svrhu povećanja kapaciteta prijenosne mreže.

### **1.1. Primjena novih tehnologija na postojeću prijenosnu mrežu**

Mogućnosti povećanja kapaciteta prijenosne mreže uključuju primjenu suvremenih tehnologija i različite pristupe [13]. Pri rekonstrukciji dalekovoda stoga se razmatra povećanje strujnog opterećenja, povećanje napona, primjena istosmjernog prijenosa, korištenje fleksibilnih sustava energetske elektronike (FACTS) i sl. [10]. Uslijed veličine, udaljenosti između trafostanica i električnih karakteristika hrvatskog prijenosnog sustava, primjena istosmjernog prijenosa i FACTS uređaja nije financijski opravdana, stoga će se prvenstveno razmatrati mogućnosti povećanja struje i napona postojećih dalekovoda.

Povećanjem struje dolazi do porasta temperature na vodičima i nije moguće trajno osigurati siguran i pouzdan pogon uslijed mehaničkih ograničenja postojećih vodiča. Da bi bilo moguće povećati struju na vodičima, potrebno je povećati presjek vodiča ili izabrati vodiče kojima pri povećanju temperature nije narušen mehanički integritet [14]. Povećanjem presjeka vodiča povećava se težina vodiča, što zahtijeva pojačanja na postojećim stupnim mjestima [15]. U drugom slučaju moguće je odabrati vodiče koji mogu podnijeti više temperature u trajnom pogonu. Takvi vodiči nazivaju se visokotemperaturni vodiči malog provjesa (HTLS) i mogu podnijeti temperature do 150 °C ili čak 210 °C (ovisno o tehnologiji) u odnosu na 80 °C za klasične vodiče Al/Č pri čemu se zadržavaju mehanička svojstva vodiča [14]–[18].

Povećanje prijenosnog kapaciteta moguće je ostvariti prelaskom na višu naponsku razinu ili povećanjem broja trojki/sustava na stupu [10], [11]. U oba slučaja potrebno je izvršiti promjene na glavi stupa i primjenom kompozitnih štapnih izolatora smanjiti razmake između vodiča [19], [20]. U nekim slučajevima kada dolazi do značajnog povećanja naponske razine

potrebno je izgraditi potpuno novi dalekovod u koridoru postojećeg [21]. Primjenom kompaktiranog dizajna glave stupa i samog stupa moguće je zadovoljiti sve tražene uvjete, što zahtijeva dodatna razmatranja prilikom projektiranja i gradnje u odnosu na klasičnu/postojeću praksu [22]. Uslijed smanjenja udaljenosti među fazama dolazi do povećanja dielektričnog naprezanja opreme i povećanja električnog polja na komponentama dalekovoda [23], [24]. Primjena kompaktiranog rješenja u većini slučajeva zahtijeva individualni pristup i konačni dizajn, a pri odabiru izolatora, ovjesne opreme i vodiča uzimaju se u obzir zahtjevi investitora [20], [22]. Kako za električne, tako i za mehaničke parametre potrebno je obaviti proračune s obzirom na novu geometriju glave stupa i izbor opreme [25], [26]. Opisani postupak u odnosu na klasična rješenja zahtijeva dodatna razmatranja i analize kojima se potvrđuje izvedivost predloženog koncepta.

## 1.2. Motivacija za izradu doktorata

Predstavljena rješenja povećanja kapaciteta prijenosne mreže već su nekoliko desetljeća poznata, međutim njihova primjena i iskustva u pogonu su ograničena [11]. Oba razmatrana rješenja pružaju znatne prednosti sa znanstvenog stajališta, ali nailazimo na izazove prilikom projektiranja i puštanja u pogon [14], [27]. Zato su operatori prijenosnog sustava oprezni pri odabiru suvremenih tehnologija za koje nemaju čvrstih saznanja u pogledu njihove izvedbe i ponašanja u stvarnom okruženju.

Ovaj je doktorat nastao upravo u želji da se razmotri ponašanje navedenih tehnologija sa stajališta povećanja kapaciteta prijenosne mreže uzimajući u obzir karakteristike predloženih tehnologija. Cilj je provedenih istraživanja pružiti bolje uvide u ponašanje HTLS vodiča i kompaktiranih dalekovoda u novonastalim uvjetima u prijenosnoj mreži za različite scenarije. Uzimajući u obzir planove razvoja prijenosne mreže i razmatrana rješenja, velika se pozornost obraća na utjecaj gubitaka u prijenosnoj mreži ponajprije stoga što njihov trošak snosi operator prijenosnog sustava te stoga što je životni vijek navedenih investicija dulji od 40 godina.

Ako se za rekonstrukciju dalekovoda odabere kompaktiranje, potrebno je utvrditi dielektrična svojstva i električna polja na pojedinim komponentama dalekovoda i u koridoru dalekovoda [24], [28]. Primjena HTLS vodiča omogućuje povećanje temperature vodiča i posljedično ovjesne opreme i izolatora [29]. Cilj istraživanja jest modelirati radijalnu raspodjelu temperature u vodiču i ustanoviti kako se temperatura širi i kako utječe na opremu [30]–[32]. Za oba razmatrana pristupa provest će se razmatranje za glavne tehničke cjeline i dati smjernice za rješavanje uočenih problema.

Istraživanjima provedenima u ovoj disertaciji nastoji se ukazati na postupak razmatranja primjene suvremenih tehnologija u prijenosnoj mreži i rješavanje složene problematike određivanja prihvatljivog rješenja za operatore prijenosnog sustava.

### **1.3. Znanstveni doprinosi**

Za predložene tehnologije provedena su istraživanja u svrhu implementacije i kvantificiranja utjecaja na prijenosnu mrežu s obzirom na odabir lokacije u prijenosnoj mreži. Odabir tehnologije i lokacije u prijenosnoj mreži proveden je uključujući dimenzioniranje utjecajnih kretanja na prijenosnu mrežu kroz dugoročnu simulaciju i mogućnosti da se postojećim elementima mreže poveća prijenosni kapacitet. Cilj istraživanja je predstaviti model kojim je moguće simulirati različita tehnička rješenja u svrhu povećanja kapaciteta dalekovoda te izmjeriti učinak različitih aspekata modeliranja i učinak na tokove u prijenosnoj mreži i posljedično gubitke. Za dobivene rezultate i tehničke parametre potrebno je napraviti provjeru izvedivosti predloženih koncepata. Pomoću koordinacije izolacije potrebno je provjeriti dielektrična svojstva predloženih geometrija dalekovoda. Isto tako nužno je provjeriti iznose električnog i magnetskog polja i odrediti parametre komponenti (opreme) na dalekovodu. Dobivenim rezultatima povećavaju se mogućnosti primjene novih tehnologija u svrhu povećanja kapaciteta dalekovoda i postiže se veća fleksibilnost u radu dalekovoda i prijenosnog sustava.

Znanstveni doprinosi iz provedenog istraživanja su:

- Algoritam određivanja raspona električnih parametara kompaktiranih dalekovoda i HTLS užadi s obzirom na povećanje prijenosnog kapaciteta i smanjene gubitaka u prijenosnom sustavu;
- Model odlučivanja za odabir karakteristika i konfiguracije užeta na temelju provedenih analiza elektromehaničkih i termičkih parametara za kompaktirane dalekovode;
- Višekriterijski model za izbor konfiguracije glave stupa s ciljem određivanja raspoloživosti pogona kompaktiranog dalekovoda.

### **1.4. Pregled poglavlja u disertaciji**

Doktorski rad sastoji se od deset poglavlja. Prvo poglavlje predstavlja uvodna razmatranja, ciljeve i motiv za izradu doktorske disertacije. Izazovi prilikom povećanja

kapaciteta prijenosne mreže, pregled provedenih istraživanja i literature u svrhu povećanja kapaciteta prijenosnog sustava predstavljeni su u drugom poglavlju.

U trećem poglavlju opisan je model za primjenu HTLS vodiča i kompaktiranih dalekovoda. Model se sastoji od analize prijenosne mreže u tri koraka kojom se određuju lokacije za primjenu predloženih tehnologija, pomoću algoritama određuje se raspon parametara mogućih rješenja i u konačnici kvantificira učinak predloženih rješenja na prijenosnu mrežu.

Četvrto poglavlje opisuje gubitke i njihovu klasifikaciju u prijenosnoj mreži s obzirom na podjelu i način izračuna. Predstavit će se očekivani iznosi gubitaka za dalekovode od 110 kV, 220 kV i 400 kV u prijenosnoj mreži. Za dalekovode od 400 kV dodatno se razmatra utjecaj korone i struje curenja na izolatorima na ukupne gubitke. Za svaki dalekovod od 400 kV napravljena je zasebna analiza i utvrđen je utjecaj navedenih pojava na ukupne gubitke.

U petom poglavlju prikazani su rezultati provedenih analiza prijenosne mreže te su analizom osjetljivosti određeni dalekovodi s nedovoljnim prijenosnim kapacitetom. Predložena je implementacija HTLS vodiča i kompaktiranog dizajna za navedene dalekovode s različitim el. parametrima. Provedenom analizom za svaku naponsku razinu (110 kV, 220 kV i 400 kV) prijenosne mreže utvrđeni su utjecaji odabranih rješenja kroz izračun kapaciteta prijenosne mreže i gubitaka prijenosne mreže.

U šestom poglavlju za predloženu konfiguraciju kompaktiranog 400 kV dalekovoda napravljen je izračun koordinacije izolacije za privremene prenapone. Prema rezultatima proračuna odabrane su lokacije kako bi se iznos prenapona ograničio na željenu razinu.

Po utvrđivanju dielektričnih svojstava dalekovoda i određivanju geometrije glave stupa provedene su daljnje električne provjere. U sedmom poglavlju primjenom FEM metode provedena je analiza električnog polja na vodiču, ovjesnoj opremi, izolatorima i u trasi dalekovoda za predloženu konfiguraciju kompaktiranog 400 kV dalekovoda.

U osmom poglavlju analizirano je termičko ponašanje vodiča, ovjesne opreme i izolatora primjenom FEM i CFD numeričkih postupaka. Za provedena istraživanja predložena su tehnička rješenja pojedinih cjelina i iznesene preporuke za projektiranje dalekovoda istih ili sličnih karakteristika.

Veća raspoloživost dalekovoda postiže se smanjenjem broja ispada dalekovoda. Na temelju rezultata iz petog poglavlja, zaključuje se da je primjenom odvodnika prenapona moguće smanjiti broj ispada dalekovoda. Broj odvodnika prenapona koji će se ugraditi moguće

je sagledati na temelju rezultata tehno-ekonomske analize kao što je prikazano u devetom poglavlju.

Zaključna razmatranja doktorskog istraživanja iznesena su u desetom poglavlju.

## 2. POVEĆANJE KAPACITETA PRIJENOSNOG SUSTAVA

U 2030. godini ciljevi Europske komisije predviđaju smanjenje stakleničkih plinova za 40 %, povećanje proizvodnje el. energije iz obnovljivih izvora energije za 27 % i povećanje prekograničnih kapaciteta za 15 % u odnosu na 1990. godinu [33]. Za ispunjenje navedenih ciljeva bit će potrebne znatne investicije u postojeću infrastrukturu prijenosne mreže članica EU-a primjenom suvremenih tehnologija [34].

Kako bi se ostvarili postavljeni nacionalni i europski ciljevi, potrebne su jasne smjernice za razvoj prijenosne mreže. Zbog svega navedenoga planiranje razvoja prijenosne mreže bit će zahtjevnije i kompleksnije. Pri planiranju razvoja prijenosne mreže uzimaju se u obzir dugoročni nacionalni planovi na temelju kojih se provodi izgradnja objekata u prijenosnoj mreži. Izgradnja infrastrukturnih objekata u prijenosnoj mreži može trajati do deset godina, s iznimkama i duže, te se od navedene infrastrukture očekuje da bude u pogonu više od 40 godina. U trenutnom poslovnom/tržišnom okruženju veliki se naglasak stavlja na opravdanje troška investicije u prijenosnoj mreži, stoga pri tehno-ekonomskoj analizi treba uzeti u obzir tržišna i tehnička kretanja [35]. Zbog navedenih okolnosti srednjoročno i dugoročno planiranje zahtijeva provođenje detaljnijih analiza. Postojeće metode planiranja potrebno je prilagoditi dodatnim tehno-ekonomskim indikatorima uzimajući u obzir mogućnosti primjene naprednih rješenja [13], [18], [36].

Tradicionalan i konzervativan pristup u elektroenergetskoj industriji imao je ograničene mogućnosti pri implementaciji naprednih rješenja, te se na temelju iskustava na postojećoj opremi i kroz postepeni razvoj dolazilo do zadovoljavajućih tehničkih rješenja. Tako se kroz povijest s porastom potrošnje krenulo u izgradnju novih dalekovoda, a kasnije i na više naponske razine ( $> 750\text{kV}$ ) [37]. U procesu projektiranja, izgradnje i održavanja dalekovoda stječu se nova znanja, stoga primjena novih tehnologija zahtijeva unaprjeđenje pojedinih cjelina u navedenom postupku. Gledajući kroz povijest, to je veoma složen proces koji traje godinama, te se predložena tehnološka rješenja testiraju u laboratorijima, na poligonima i u konačnici puštaju u pogon. U većini slučajeva prođe i nekoliko desetljeća prije nego što tako razvijena tehnološka rješenja postanu primjenjiva u široj praksi [11].

Današnje moderno društvo stavlja poseban naglasak na očuvanje okoliša, utjecaj na zdravlje ljudi, životinja i integraciju u čovjekovu svakodnevicu. Iz toga proizlazi niz zakonskih ograničenja koja ograničavaju primjenu dosadašnje prakse u izgradnji energetske objekata

(trafostanica i dalekovoda). Sve to vodilo je razvoju i primjeni novih tehnologija i ocjeni isplativosti u prijenosnu mrežu. Nedavna iskustva iz SAD-a pokazala su i drugu stranu takvog vođenja EES-a. Prevelika želja za profitom privatnih investitora uzrokovala je smanjenje ulaganja u izgradnju novih objekata i loše održavanje postojećih, što je dovelo do djelomičnih ili potpunih raspada sustava [38].

Sva navedena ograničenja mijenjaju način planiranja u prijenosnoj mreži. Stoga se u svrhu sigurnog i pouzdanog pogona prijenosne mreže predstavljaju načini planiranja prijenosne mreže koje je moguće razviti i implementirati u postojeće procese [39]. Takvim se pristupom omogućava primjena novih tehnoloških rješenja u svrhu povećanja kapaciteta prijenosne mreže prilikom rekonstrukcije postojećih i izgradnje novih dalekovoda uz zadovoljenje novih propisa. U disertaciji će se razmotriti načini povećanja kapaciteta prijenosne mreže koji se trenutno primjenjuju u svijetu s naglaskom na primjenjivost u hrvatskoj prijenosnoj mreži. Jedan od načina povećanja kapaciteta prijenosne mreže jest primjena kompaktiranja na postojećim vodovima i/ili zamjena postojećih ACSR vodiča HTLS vodičima (ACCC, ACCR, ACSS, GTACSR, X(Z)TACIR, T(K)ACSR) te se smatra da su razmatrana rješenja primjenjiva u hrvatskom prijenosnom sustavu [14].

## **2.1. Načini planiranja u prijenosnoj mreži**

Operatori prijenosnih sustava odgovorni su za pouzdanu i kvalitetnu isporuku el. energije korisnicima prijenosne mreže. Isto tako dužni su transparentno omogućiti pristup/priključak svim novim korisnicima prijenosne mreže. Da bi omogućili zadovoljenje navedenih uvjeta dužni su izrađivati dugoročne planove kojima se obuhvaća većina mogućih scenarija. U navedenim planovima teško je predvidjeti određene okolnosti kao što su promjene u smjernicama energetske politike pojedinih država koje promiču proizvodnju iz obnovljivih izvora, kretanje kvota i cijena emisija stakleničkih plinova, utjecaj energetske politike iz drugih sektora na tržište električne energije i slične okolnosti koje doprinose nesigurnosti prilikom izrade planova.

Problem dugoročnog planiranja u prijenosnoj mreži u svrhu određivanja potrebnih investicija u prijenosnoj mreži uzima u obzir neizvjesnost realizacije investicija, energetske politiku i tržišna kretanja. Glavni izazovi s kojima se susrećemo svode se na maksimiziranje kapaciteta prijenosne mreže na takav način da predložene investicije osiguravaju niske pogonske troškove tijekom eksploatacije investicije kroz troškove održavanja, pogona i da ujedno zadovolje pogonske i tehničke aspekte prijenosne mreže.

U planiranju razvoja prijenosne mreže mogući su razni pristupi. Rješenje se iznalazi određivanjem smjernica o tehnologiji, smještaju u prostor, vremenskom okviru i vrsti predloženih rješenja. Planiranje razvoja prijenosne mreže može se podijeliti na statičko ili dinamičko i determinističko ili nedeterminističko [40]. Pod statičkim planiranjem razvoja prijenosne mreže podrazumijeva se statički vremenski interval za koji su značajne male promjene, dok je u dinamičkom planiranju veća potreba za detaljnijim koracima i uzima se u obzir složenija dinamika cijelog sustava. Dinamičko planiranje obično obuhvaća promjenu topologije, promjenu opterećenja i proizvodnje za različita vremenska razdoblja [40]–[42].

Bez obzira na odabrani vremenski okvir, tj. imamo li samo jedan ili više modela mreže za odabrano vremensko razdoblje, pristup planiranju prijenosne mreže podrazumijeva optimizacijske procese. Optimizacijski postupci mogu se podijeliti na matematičke optimizacijske metode, heurističke i meta-heurističke metode. Matematičke metode obuhvaćaju primjenu programiranja u svrhu optimizacije, pri čemu se planiranje prijenosne mreže predstavlja kao problem s ciljanom funkcijom podložnom skupu ograničenja [43]–[49]. Za heurističke metode obično se koristi analiza osjetljivosti koja se temelji na multi-kriterijskoj optimizaciji. Algoritmi koji se primjenjuju za rješavanje planiranja razvoja prijenosnog sustava dijele se na heurističke metode i meta-heuristiku. Značajke i prednosti navedenih metoda predstavljeni su u tablici 2.1.

Tablica 2.1: Pregled karakteristika metoda planiranja

	Prednosti	Nedostaci
Heurističke metode	<p>Jednostavna izrada metodologije i primjena.</p> <p>Nije nužno preslikavanje i konvertiranje prijenosnog sustava u optimizacijski program.</p> <p>Implementacija je jednostavna i omogućuje složenija razmatranja.</p>	<p>Optimalno rješenje povezano je s aproksimacijom i vrijeme simulacije je duže.</p> <p>Postoji mogućnost da se ne pronađe globalni minimum uslijed zapinjanja u lokalnom.</p> <p>Veća je vjerojatnost divergencije u odnosu na meta-heuristiku.</p>
Meta-heurističke metode	<p>Optimalno rješenje u većini je slučajeva točno, a vrijeme izračuna kratko.</p> <p>Velika mogućnost konvergiranja rješenja.</p>	<p>Za optimiranje ponekad je velika složenost matematičkog modela prijenosnog sustava.</p> <p>Uvođenje novih zahtjeva uzrokuje preslagivanje cijelog optimizacijskog modela.</p> <p>Ne mogu se izvoditi studije veće složenosti i dinamike.</p>



U radu će se predstaviti heuristički model ponajprije zbog mogućnosti složenih sagledavanja i jednostavnosti implementacije, dok bi planiranje primjenom dinamičkog modela bilo teško ostvarivo i ne bi bilo moguće obuhvatiti sve moguće scenarije. Primjenom heurističkog algoritma omogućit će se rješavanje problema kada su klasične metode prespore ili ne mogu pronaći točno rješenje [41]. Jedan od razloga primjene navedenog modela jest mogućnost pojednostavljenja analiza i smanjenje vremena izračuna.

## **2.2. Mogućnosti primjene novih tehnologija u prijenosnoj mreži**

Usljed porasta stanovništva, rasta industrije i gospodarskog razvoja potreba za električnom energijom sve je veća. Povećanu potrošnju električne energije prati izgradnja elektrana (proizvodnih jedinica). U razvijenim zemljama u zadnjih dvadeset godina porast potrošnje električne energije kretao se od 2 do 5 % na godišnjoj razini, a predviđanja su da će se u idućem razdoblju porast potrošnje nastaviti sličnim intenzitetom [34].

Prijenosna mreža nekad se gradila za velike proizvodne elektrane u blizini velikih centara potrošnje, dok se s pojavom OIE-a koji nemaju stalnu proizvodnju el. energije i nisu blizu mjesta potrošnje zbivaju značajne promjene u vođenju prijenosne mreže. Integracija obnovljivih izvora na prijenosnu mrežu obično je moguća na lokacijama pogodnim za vjetar, sunce, biomasu i sl. Za navedene lokacije potrebno je osigurati priključak na prijenosnu mrežu, što ponekad zahtijeva izvođenje priključka na slabijim točkama u prijenosnoj mreži, tj. postojeći kapaciteti pojedinih dalekovoda nisu zadovoljavajući. U takvim uvjetima dolazi do značajnih promjena u vođenju prijenosnog sustava, jer u jednom trenutku postoje značajni tokovi električne energije uslijed povećane proizvodnje iz obnovljivih izvora, a u drugom trenutku proizvodnja iz obnovljivih izvora može se značajno smanjiti, pa su moguća kratkoročna zagušenja zbog nedovoljnih kapaciteta prijenosne mreže na pojedinim pravcima.

Povećanje kapaciteta postojećih dalekovoda najčešće se postiže dizanjem na višu naponsku razinu ili povećanjem struje na postojećim dalekovodima. Primjenjivi zakonski propisi prilikom gradnje novog ili rekonstrukcije postojećeg dalekovoda kompleksniji su nego prije nekoliko desetljeća, stoga je potrebno posebno obratiti pozornost na sljedeće:

### **1. Javno mnijenje u pogledu utjecaja dalekovoda na stanovništvo**

U današnje vrijeme u planiranju izgradnje ili rekonstrukcije dalekovoda mnogo se više pažnje pridaje interakciji s javnošću. Vizualni utjecaj, EM polja i buka dalekovoda glavni su

utjecaji na svakodnevni život, pa se ti parametri uzimaju kao smjernice prilikom izgradnje ili rekonstrukcije dalekovoda.

## 2. Zakonski i tehnički normativi

Tehnički zahtjevi za nove dalekovode strože su definirani nizom zakonskih i tehničkih akata. Definirani su dopušteni iznosi EM polja i širina koridora, stoga je nužno primijeniti rješenja koja zadovoljavaju tražene vrijednosti. Primjena navedenih rješenja zahtijeva nove metode projektiranja i tehnologije izgradnje u svrhu zadovoljenja propisa.

## 3. Troškovi izgradnje i zauzimanje prostora

Izgradnja novog dalekovoda izuzetno je velika investicija zbog cijena trase dalekovoda, pogotovo ako se trasa nalazi u naseljenim područjima i/ili u blizini gradova. Proširiti trasu postojećih dalekovoda također je složeno ako se nalaze u gusto naseljenom području, pa je zapravo jedini način povećanje prijenosnog kapaciteta primjenom tehnologija koje ne zauzimaju veći prostor.

Sva navedena ograničenja stvorila su uvjete za primjenu novih tehničkih rješenja prilikom izgradnje dalekovoda, iako su neka rješenja teoretski razmatrana i prije 30-40 godina, no primjena im je ostala ograničena. U sljedećem će se poglavlju detaljnije predstaviti konceptualna rješenja i tehnologije kojima je svrha povećanje prijenosnog kapaciteta na nekom koridoru a već se mogu naći u pogonu diljem svijeta.

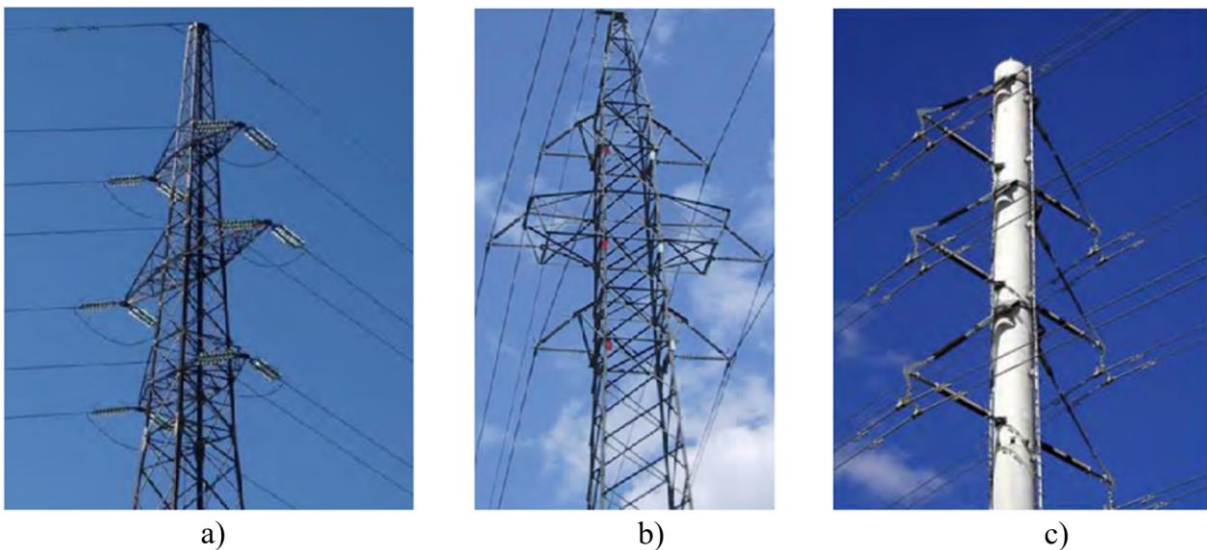
### 2.3. Primjena suvremenih tehnologija na novim/postojećim dalekovodima

Glavni je cilj disertacije razmotriti tehnologije s aspekta primjenjivosti tj. razmotriti rješenja koja je moguće implementirati u hrvatsku prijenosnu mrežu. Hrvatska prijenosna mreža specifičnog je karaktera uslijed geografskih obilježja Republike Hrvatske gdje su duljine dalekovoda relativno male i prijenosna mreža je manja u odnosu na prijenosne mreže u Europi. Zbog svega navedenog, primjena istosmjernog prijenosa, višefaznih dalekovoda i FACTS uređaja za upravljanje tokovima nije realna. Navedeni sustavi svojim tehničkim karakteristikama i cijenom nisu opravdani za manje prijenosne sustave kakav je hrvatski, stoga neće biti predstavljeni i razmatrani [10]. Najzastupljeniji načini povećanja kapaciteta prijenosne mreže su povećanje kapaciteta postojećih dalekovoda. To je moguće postići dinamičkim praćenjem temperature vodiča (*Dynamic Thermal Rating*), povećanjem nazivne struje i povećanjem nazivnog napona [14]. DTR je brzo i efikasno rješenje koje povećava postojeći kapacitet dalekovoda za 10 do 30 % [18]. Primjena DTR-a ne predstavlja značajnije zahtjeve

za sam dalekovod i nije potrebno provođenje upravno-pravnog postupka. Nedostatak je navedenog rješenja što ne rješava problem nedostatnog kapaciteta (zagušenja) u mreži trajno, već ga samo odgađa. Trajnija rješenja koja mogu riješiti problem zagušenja povećanjem prijenosnog kapaciteta, a primjenjiva su u hrvatskom prijenosnom sustavu su kompaktiranje i zamjena postojeće užadi s HTLS užadi. U narednim poglavljima predstaviti će se karakteristike navedenih tehnologija i razmotriti mogućnost implementacije u hrvatski prijenosni sustav.

### 2.3.1. Kompaktiranje dalekovoda

Prvi kompaktirani dalekovodi pojavili su se uslijed potrebe za povećanjem prijenosnih kapaciteta postojećih energetskih pravaca ondje gdje izgradnja novih dalekovoda nije bila moguća ili je bila ograničena pravom prolaska i utjecajem na okoliš. U takvim slučajevima pristupalo se izgradnji/rekonstrukciji dalekovoda s rješenjima koja su zauzimala manje prostora i prihvatljivije se uklapala u okoliš. Kako bi se zadovoljili navedeni zahtjevi, pristupilo se dizajniranju novih koncepata dalekovoda koji su predlagali kompaktnu glavu stupa, tj. smanjenje međufaznih razmaka u odnosu na klasične dalekovode iste naponske razine (Slika 2.1). Primjena kompaktnih dalekovoda prvi se put razmatrala 1970-ih godina u SAD-u [50]. Provedena istraživanja 1970-ih godina su za cilj razmatrala utjecaj kompaktiranja na gibanje vodiča, međufazni naponski preskok, izolatorsku oprema (štapni izolatori), raspored faza u glavi stupa kao i u rasponu između stupova te ponašanje u pogonu. Stečeno iskustvo iz navedenih istraživanja dovelo je do boljeg razumijevanja dizajniranja/projektiranja kompaktnih dalekovoda i ponašanja u pogonu.



Slika 2.1: Primjena kompaktiranja; a) klasični 110 kV dalekovod, b) kompaktirani dizajna na postojećem dalekovodu i c) kompaktirani dalekovod

Trenutna iskustva u svijetu se značajno razlikuju, te se shodno trenutno važećim propisima i „zelenoj“ politici u energetici razlikuje i pristup kompaktiranju. Prilikom dizajniranja/projektiranja kompaktiranih dalekovoda postoje određeni izazovi na koje se mora obratiti dodatna pažnja u odnosu na klasične. Jedan od mogućih pristupa prilikom kompaktiranja jest primjena rješenja (postojećeg dizajna) za koje postoji projektantsko i pogonsko iskustvo [19]–[26].

U načelu se kompaktirani dalekovod ne razlikuje od tradicionalnog dalekovoda, ali zbog manjih udaljenosti između vodiča zahtijeva detaljnija razmatranja pojedinih tehničkih cjelina. Tradicionalni dalekovodi dizajnirani su konzervativno s velikom marginom u pogledu međusobne udaljenosti između vodiča, te se ujedno zadržala jednostavna konstrukcija stupa (drvo, čelično rešetkasta konstrukcija, betonski stup i sl.). Primjenom kompaktiranja značajno se štedi na prostoru i koriste se moderniji materijali kako bi se postiglo smanjene geometrije glave stupa. Za dalekovode od 400 kV i više naponske razine klasičan raspored horizontalno smještenih vodiča u glavi stupa prilikom kompaktiranja prelazi u trokutasti (delta) raspored vodiča uz upotrebu kompozitnih izolatora [28]. Na taj se način skraćuje širina glave stupa i posljedično širina trase. Upotrebom suvremenih materijala povećava se čvrstoća i omogućava izvedba stupova s manje materijala. Za naponske razine 110 kV do 345 kV korištenjem poligonalnih stupova smanjuje se vizualni utjecaj na okoliš. Zbog svega navedenog prilikom konstruiranja kompaktiranih vodova u odnosu na klasične mora se dodatno uzeti u obzir sljedeće [50]:

- gibanje vodiča,
- električni parametri izolacije,
- parametri voda i gubitci,
- atmosferski i sklopni prenaponi,
- iznos korone i električnog polja,
- postojeće iskustvo i primjena,
- pogon i troškovi,
- uklapanje u okoliš.

Navedena problematika kompaktiranih dalekovoda predstavljena je s aspekta dizajniranja/projektiranja. Zbog navedenih razlika potrebno je razmotriti i dodatne aspekte koji uzimaju u obzir utjecaj kompaktiranih dalekovoda u pogonu tj. kako se ponašaju u prijenosnoj

mreži i istaknuti glavne značajke u pogonu. Dosadašnja iskustva kompaktnih dalekovoda u prijenosnoj mreži predstavljena su u sljedećem poglavlju.

### 2.3.1.1 Kompaktirani dalekovodi u prijenosnoj mreži

Postojeći dalekovodi projektirani su provjerenim metodama koje se temelje na većim sigurnosnim razmacima između vodiča i između vodiča i uzemljenih dijelova dalekovoda (ovjesna oprema i konstrukcije stupa). Takav konzervativni pristup osigurava veliku pogonsku sigurnost/raspoloživost i niže troškove održavanja. Ušteda prostora i vizualni utjecaj na okoliš glavni su razlozi promjena u projektiranju/dizajniranju dalekovoda. Uslijed navedenih zahtjeva nastaju dalekovodi koji zauzimaju manje prostora i shodno tomu imaju različitu geometriju glave stupa, a u novije vrijeme i suvremeni dizajn stupa [19]. Glavna značajka prvih kompaktnih dalekovoda bila je nova geometrija glave stupa koja je značajno smanjila udaljenost između vodiča, te se na taj način utječe na brojne tehničke parametre samog dalekovoda [50]. Uslijed smanjenja razmaka između vodiča dolazi do smanjenja reaktancije i povećanja susceptancije. Posljedično dolazi do smanjenja valnog otpora dalekovoda i povećanja prirodne snage dalekovoda [22]. U pogonu dalekovoda poželjno je da iznos prirodne snage dalekovoda bude veći te u tom slučaju dalekovod može prenijeti više snage uslijed naponskih ograničenja i stabilnosti kuta. Ova karakteristika veoma je važna za duže dalekovode. Prilikom projektiranja potrebno je odabrati geometriju glave stupa i konfiguraciju vodiča u snopu s obzirom na dužinu dalekovoda jer konačni odabir ima značajan utjecaj na iznos prirodne snage dalekovoda [21]. To je posebno važno za dalekovode s ekstra visokim naponom (345 kV i više) koji se uglavnom grade za veće udaljenosti i prijenos većih snaga. Isto tako potrebno je voditi računa o potrebama za jalovom energijom uslijed velikih opterećenja ili praznog hoda dalekovoda [10].

Za kraće dalekovode glavna su ograničenja termičke prirode uslijed kojih se kao ograničavajući faktori razmatraju provjes vodiča za dodatni teret, temperatura vodiča, gubici i EM polja dalekovoda. Izborom tipa i presjeka užeta moguće je zadovoljiti prva dva uvjeta, dok se izborom geometrije stupa utječe na EM polja u glavi stupa, ispod dalekovoda i na rubovima trase dalekovoda [20]. Pored spomenutih ograničenja potrebno je dodatno razmotriti naponsku i kutnu stabilnost koja se razmatra za svaki dalekovod zasebno.

Kompaktirani dalekovodi zbog svoje manje fazne udaljenosti imaju manju impedanciju, a time i veći iznos prirodne snage dalekovoda u odnosu na klasične konfiguracije. Za dugačke dalekovode potrebno je obratiti pozornost na induktivnu jalovu energiju koja

značajno doprinosi smanjenju prijenosa s povećanjem duljine dalekovoda. U praksi se mogu naći primjeri kompaktiranja projektirani izričito s tim na umu [20] i [22]. Optimizacija izbora užeta (presjek i broj užadi u snopu) prilikom kompaktiranja od velikog je značaja te se odabranim rješenjem utječe na reaktanciju dalekovoda, prirodnu snagu dalekovoda, el. polja na površini vodiča, radijske smetnje i buku [19], [22].

Zbog zbijenog rasporeda vodiča i manje reaktancije u odnosu na klasične dalekovode prirodna snaga kompaktiranih dalekovoda je 15 do 20 % većeg iznosa te se korištenjem dalekovoda što bliže prirodnoj snazi smanjuje iznos jalove energije i gubitaka. Iz svega navedenog vidljivo je da kompaktirani dalekovodi značajno utječu na tokove snaga i jalove snage u prijenosnoj mreži, stoga je u razmatranju utjecaja kompaktiranja na postojeće dalekovode potrebno provesti analize utjecaja na tokove snage i stabilnosti kako bi se odredio utjecaj i ponašanje u pogonu s aspekta vođenja EES-a.

Jedna od karakteristika kompaktiranih dalekovoda jest da geometrija glave stupa značajno varira za svaki pojedini slučaj kompaktiranja [51]. Isto tako uslijed kompaktiranja dolazi do porasta električnog polja u samoj glavi stupa i posljedično do porasta razine buke, radijskih smetnji i korone, međutim EM polja ispod i na rubu koridora dalekovoda bit će manja u odnosu na konvencionalna rješenja. Isto tako raste iznos atmosferskih i sklopnih prenapona, pa je potrebno provjeriti dielektrična svojstva dalekovoda za odabrana rješenja geometrije glave stupa [22]–[24].

Kompaktirani dalekovodi danas su rasprostranjeni diljem svijeta i dugi niz godina su u pogonu. S obzirom na stečena iskustva pri projektiranju, gradnji i pogonu može se zaključiti da su slični klasičnim dalekovodima. Odabirom kompaktiranja moguće je primijeniti postojeća znanja uzimajući u obzir prije spomenute čimbenike.

#### 2.3.1.2 Pojava prenapona kod kompaktiranih dalekovoda

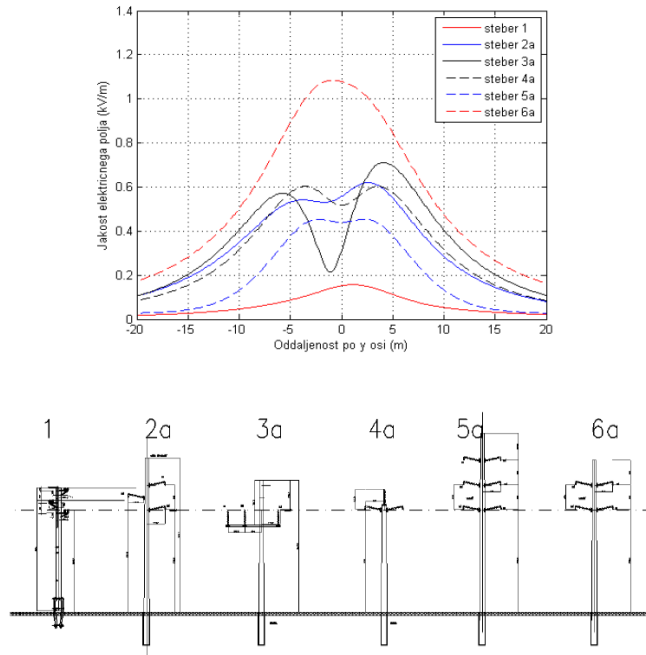
Prva generacija kompaktiranih dalekovoda vodila se idejom da je smanjenje duljine izolatorskih lanaca i međusobne udaljenosti među fazama glavna karakteristika kompaktiranih dalekovoda. Tijekom godina je došlo do manjih korekcija prvotnih ideja stoga danas kompaktirani dalekovodi imaju smanjeni vizualni utjecaj, kraće raspone i smanjene visine stupova, a isključiva primjena krutih kompozitnih izolatora i međufaznih odstojnika dozvoljavaju jednostavnije konfiguracije glave stupa i zadržavanje manjeg razmaka između vodiča.

Atmosferski i sklopni prenaponi koji se mogu javiti na dalekovodu uvelike ovise o konstrukciji dalekovoda, naponskoj razini i dužini dalekovoda. S obzirom na to da su razmaci među fazama i prema uzemljenim dijelovima smanjeni, mogu se očekivati veći iznosi prenapona. Kod pogonskih prilika nužno je odrediti izolacijski nivo dalekovoda, te u skladu s međunarodnim standardima za koordinaciju izolacije odrediti minimalne zračne udaljenosti između faza i između faza i uzemljenih dijelova [23]. Glavna značajka modernog dizajna kompaktiranih dalekovoda jest ograničenje gibanja faznog vodiča, što pojednostavljuje električne i mehaničke proračune. Kada nije moguće postići tražene iznose prenapona, često se koriste odvodnici prenapona koje je moguće ugraditi na same stupove tj. na izolatorske lance. Načelno projektiranje prenaponske zaštite kompaktiranih dalekovoda pruža više mogućnosti u pogledu mogućnosti konfiguracije glave dalekovoda i raspona stupova, ali zahtijeva značajno složeniji proces projektiranja svih elemenata.

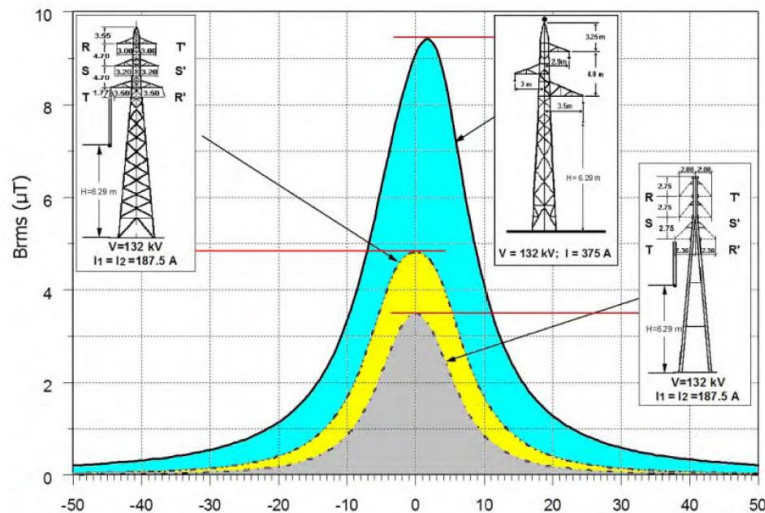
#### 2.3.1.3 EM polja kompaktiranih dalekovoda

Jakost električnog polja na površini vodiča izuzetno je bitan parametar u odabiru vodiča i pokušava se bez obzira na naponsku razinu dalekovoda držati na što je moguće nižoj razini. Uslijed viših iznosa el. polja na vodičima dolazi do nastanka korone, buke i radijskih smetnji. Uslijed značajno manjih razmaka između vodiča prilikom kompaktiranja za očekivati je porast električnog polja i shodno tomu veće iznose spomenutih veličina. Zbog toga se pri kompaktiranju faze često izvode s vodičima u snopu te se na taj način pokušava zadržati iznos električnog polja na prihvatljivoj razini [22].

Za iznose električnog i magnetskog polja na razini zemlje može se očekivati da zbog manje udaljenosti između vodiča dolazi do međusobnog poništavanja polja i ukupno gledajući iznos električnog i magnetskog polja na zemlji značajno su manji u odnosu na klasične dalekovode. Iznos električnog i magnetskog polja izravno ovisi o geometriji glave stupa, pa je za određivanje očekivanog iznosa smanjenja električnog i magnetskog potrebno provesti proračune za svaku konfiguraciju dalekovoda kako je prikazano na slikama 2.2 i 2.3 [51].



Slika 2.2: Iznos električnog polja za različite konfiguracije glave dalekovoda [51]



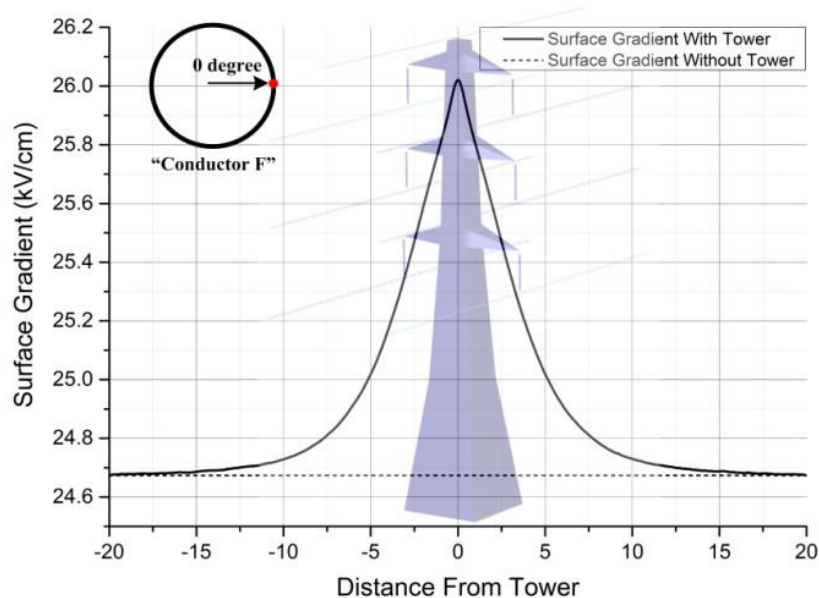
Slika 2.3: Iznos magnetskog polja za različite konfiguracije glave dalekovoda [51]

### 2.3.1.4 Pojava korone kod kompaktiranih dalekovoda

Kao što je već navedeno, glavna karakteristika kompaktiranih dalekovoda jest smanjenje udaljenosti između faza i uzemljenih dijelova stupa. Posljedično dolazi do povećanja električnog polja u glavi stupa i na komponentama dalekovoda. Za napone dalekovoda od 220 kV i više električno polje na površini vodiča može poprimiti značajne iznose. Dijelovi dalekovoda (vodič i ovjesna oprema) pod naponom se ponašaju kao elektroda na čijim

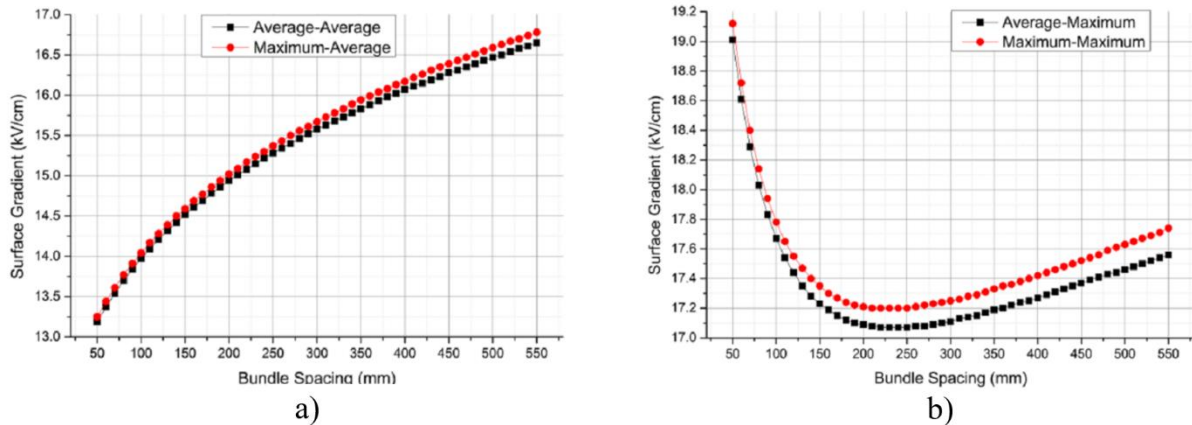


dijelovima dolazi do pojave električnog polja koje slabo opada s udaljenošću. Najveći iznosi električnog polja očekuju se na površini vodiča i ovisnoj opremi, pogotovo na dijelovima koji su šiljasti tj. imaju mali radijus. Do pojave korone dolazi kada gradijent napona poraste iznad kritične razine (kritična razina određena dielektričnom čvrstoćom zraka) i tada dolazi do ionizacije zraka. Na slici 2.4 prikazan je utjecaj stupa na iznos električnog polja vodiča kako se približavamo samom stupu. Za takve slučajeve iznos električnog polja na površini vodiča povećava se za 6 % [53].



Slika 2.4: Utjecaj stupa na iznos električnog polja na površini vodiča [53]

Broj vodiča u snopu, konfiguracija vodiča i raspored faza u glavi stupa glavni su čimbenici kojima se utječe na iznos električnog polja prilikom dizajniranja/projektiranja dalekovoda. Na slici 2.5 prikazano je kretanje prosječnog i maksimalnog iznosa električnog polja za sve vodiče u glavi stupa s obzirom na razmak vodiča u snopu. Vidljivo je da postoje dva oprečna zahtjeva za iznos prosječnog i maksimalnog električnog polja na vodičima. S porastom razmaka između vodiča dolazi do porasta srednje vrijednosti i maksimalnog iznosa el. polja na vodičima kako je prikazano na slici 2.5 a). Maksimalne vrijednosti prosječnog i maksimalnog iznosa el. polja svih vodiča prikazane su na slici 2.5 b) gdje se najmanji iznosi postižu za razmak vodiča od 23 cm. S obzirom na rezultate prikazane slikom, može se zaključiti da se za razmak vodiča od 10 do 40 cm u snopu postižu optimalni rezultati [53], [54].



Slika: 2.5: Iznos maksimalnog i prosječnog el. polja na površini vodiča za srednju vrijednost pod a) i maksimalnu vrijednost pod b) obzirom na razmak vodiča u snopu [53]

Prihvatljivi iznos električnog polja na površini vodiča ne smije prijeći  $17 \text{ kV}_{\text{rms}}/\text{cm}$  ili  $24 \text{ kV}_{\text{max}}/\text{cm}$  [53]. Kod kompaktiranih dalekovoda očekuje se povećanje el. polja na vodičima, stoga je potrebna dodatna pozornost prilikom razmatranja pojave korone. Iz tog se razloga posebna pozornost posvećuje dizajniranju geometrije vodiča u glavi stupa s naglaskom na smanjenje iznosa električnog polja. Iz navedenog se razloga horizontalni razmak faza rijetko koristi kod kompaktiranja, pa se s obzirom na naponsku razinu ( $\geq 400 \text{ kV}$ ) koriste vertikalne delta konfiguracije [20]. Za očekivati je da će kompaktirani dalekovodi imati veći iznos el. polja i veće gubitke uslijed korone, ali prilikom projektiranja moguće je iznos električnog polja svesti na prihvatljive razine koje neće uzrokovati značajno veće gubitke uslijed korone u odnosu na konvencionalne dalekovode [22].

### 2.3.2. Primjena HTLS vodiča

Povećanje kapaciteta prijenosne mreže dugotrajan je, skup i složen proces. Izgradnja novih dalekovoda ponekad nije moguća, a nekad i nije isplativa, pa se povećanje kapaciteta prijenosne mreže pokušava riješiti na postojećim dalekovodima. Kao što je već rečeno, to se postiže podizanjem na veću naponsku razinu primjenom kompaktiranja, što je opisano u prethodnom poglavlju, ili povećanjem strujnog opterećenja vodiča. Povećanje strujnog opterećenja vodiča za posljedicu ima povećanje temperature, što uzrokuje povećanje provjеса vodiča na dalekovodu i gubitak mehaničkih i električnih svojstva vodiča. Stoga vodiči imaju trajno dopuštene temperature koje smiju podnijeti za vrijeme svog životnog vijeka [14], [55]. Da bi se moglo povećati strujno opterećenje potrebno je na postojećem dalekovodu zamijeniti vodiče vodičima većeg presjeka ili vodičima koji mogu podnijeti više temperature, a da ne izgube mehanička i električna svojstva. Vodiči s povećanim presjekom predstavljaju dodatno

opterećenje na stupovima dalekovoda u odnosu na prvotni dizajn i u većini slučajeva u praksi zamjena nije preporučljiva ni isplativa. [15]. Uslijed navedenih okolnosti i ograničenja dolazi do razvoja visokotemperaturnih vodiča koji zadržavaju mehanička svojstva pri višim temperaturama tj. ne dolazi do izduženja kao kod klasičnih vodiča. Takve vodiče nazivamo visokotemperaturnim vodičima malog provjesa i iako su skuplji, pogodni su u slučajevima povećanja prijenosnog kapaciteta dalekovoda [10]. HTLS vodiči zbog svoje cijene rijetko se koriste u izgradnji novih dalekovoda, ali predstavljaju ekonomičan izbor za rekonstrukciju postojećeg dalekovoda. HTLS vodiči dizajnirani su kako bi prevladali ograničavajuće čimbenike starih Al/Č (engl. *Aluminium conductor steel-reinforced* – ACSR) vodiča po pitanju gubitka čvrstoće uslijed povećanja temperature izazvanog protjecanjem struje. Povećanjem čvrstoće novih vodiča primjenom novih legura omogućen je kontinuirani rad vodiča na temperaturama između 150 °C i 250 °C, ovisno o tehnologiji vodiča [14]. U odnosu na klasične Al/Č vodiče, kod HTLS vodiča u navedenim se uvjetima ne zbiva gubitak vlačne čvrstoće i povećanje provjesa. Osim navedenih osobina koje se odnose na radni temperaturni raspon i vlačnu čvrstoću, HTLS vodiči moraju imati željena svojstva konvencionalnih Al/Č vodiča:

- mehanička svojstva pri dodatnim opterećenjima,
- robusnost prilikom rukovanja,
- kemijska svojstva,
- dobru vodljivost.

Zamjena Al/Č vodiča HTLS vodičima izvodi se s preinakama ili bez njih, ovisno o tehnologiji vodiča, na postojećim stupovima i ovjesnoj opremi, čime se štedi na vremenu i novcu. Zbog slabih iskustava u stvarnom pogonu i ponašanja vodiča u specifičnim situacijama investitori su na oprezu prilikom odabira ove tehnologije, iako su ti vodiči prošli sva standardna ispitivanja.

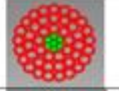
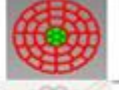

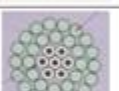



#### 2.3.2.1 HTLS vodič – pregled tehnologije

Nekoliko proizvođača u svijetu razvilo je napredne HTLS vodiče sljedećeg tipa:

- ACSS (engl. *Aluminum Conductor Steel Supported*),
- G(Z)TACSR (engl. *Gap-type Aluminum Conductor Steel Reinforced*),
- (Z)TACIR (engl. *Aluminum Conductor Invar steel Reinforced*),
- ACCC (engl. *Aluminum Conductor Composite Core*),

- ACCR (engl. *Aluminum Conductor Composite Reinforced*).

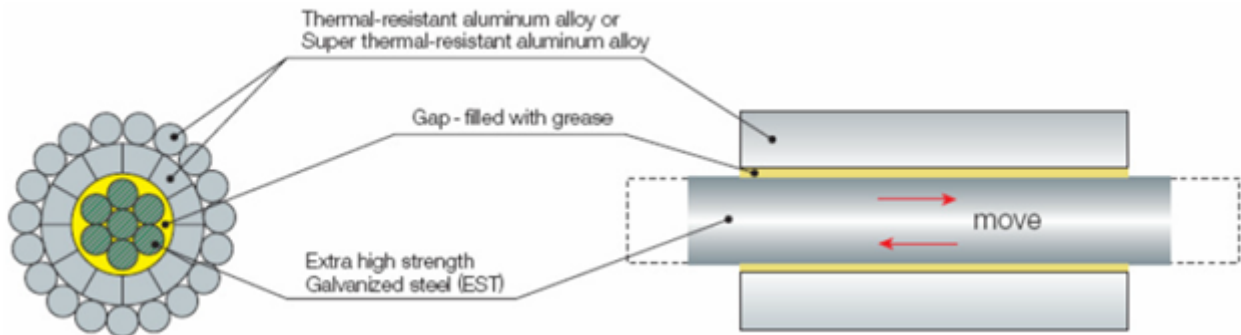
Tablica 2.2: Pregled HTLS vodiča [14]

ACSS	Aluminium Conductor, Steel Supported	
ACSS-TW	Trapezoidal shaped strands, Aluminium Conductor, Steel Supported	
G(Z)TACSR	Gap Type Ultra Thermal Resistant Aluminium Alloy Conductor, Steel Reinforced	
T(K)(Z)ACSR	Thermal (High Strength) (Ultra) Resistant Aluminium Alloy Conductor, Steel Reinforced	
X(Z)TACIR	Extra (Ultra) Thermal Resistant Aluminium Alloy Conductor, Invar Reinforced	
ACCR	Aluminium Conductor Composite Reinforced	
ACCC	Aluminium Conductor Composite Core	

ACSS vodiči izvedeni su slično kao i ACSR, ali cijela nosivost se zasniva na čeličnoj jezgri koja podnosi visoke temperature. Aluminij koji se koristi nije hladno vučen, već temperaturno obrađen (*annealed aluminium*), te ne pridonosi značajno nosivosti vodiča. Zbog svega navedenog radna temperatura nije ograničena svojstvima aluminija, već temperaturom „žarene“ čelične jezgre koja iznosi oko 240 °C. U odnosu na ACSR vodiče, to je značajno veća dopuštena termička temperatura i moguć je prijenos većih snaga uz zadovoljenje svih mehaničkih zahtjeva. Ovi se vodiči često koriste za povećanje snage postojećih dalekovoda, te se znaju izvoditi kao kompaktni vodiči. U takvoj izvedbi koriste se trapezaste žice (engl. *trap wire* – TW) umjesto okruglih žica (engl. *round wire*) i na taj se način uz zadržavanje istog promjera povećava površina aluminija, vodljivost i prijenosna snaga. ACSS se na višim temperaturama općenito ponaša bolje od ACSR-a. ACSS je među najjeftinijim visokotemperaturnim vodičima i koristi slične materijale kao ACSR te je cijena ACSS-a u odnosu na ACSR 1,5 do 2 puta veća [15], [56].

GTAACSR vodiči sastoje se od čelične jezgre (slične kao kod ACSS-a ili ACSR-a), koja je odvojena od plašta ispunjenog termički otpornim mazivom. Kada je uže instalirano (napeto), koriste se posebne tehnike kako bi se prenijelo opterećenje na jezgri, te se na taj način ponašanje jezgre promatra kao zasebno nosiv element i karakteristika cijelog vodiča (jezgra i

plašt) koji se može kontrolirati (slika 2.6). U plaštu se koriste aluminijske žice koje su termički otporne (kao i kod ACCR vodiča). Instalacija vodiča znatno je složenija zbog same konstrukcije vodiča, te je potrebna specijalna mehanizacija prilikom preistezanja jezgre [57].



Slika 2.6: Prikaz GTAACSR konstrukcije vodiča [57]

ZTACIR ima jezgru od legure invara (FeNi36), koja ima mali temperaturni koeficijent toplinske ekspanzije pri visokim temperaturama. Invar se koristi umjesto čelične jezgre radi poboljšanja mehaničkih svojstava i smanjenja provjesa. Za plašt se koriste toplo vučene aluminijske žice radi poboljšanja svojstava pri radu na visokim temperaturama. Da bi se poboljšala svojstva aluminijskih žica na visokim temperaturama, dodaje se i cirkonij (Zr) bez gubljenja mehaničkih svojstava. Jezgra od invara ima nešto bolji termički koeficijent istezanja od čelične jezgre, a lošiji od kompozitnih jezgara. Primjena ovih vodiča značajno je raširena u Japanu i Koreji zbog strogih ograničenja širine koridora dalekovoda [57].

ACCC vodiči imaju jezgru od kompozitnih karbonskih materijala koji se sastoje od stakleno-karbonskih vlakana epoksidne matrice od organskih materijala. Staklena vlakna/epoksid omotani su oko središnjih karbonskih vlakana. U takvoj konfiguraciji staklena vlakna / epoksid ponašaju se kao dielektrična struktura koja galvaniski odvaja aluminijske žice i karbonska vlakna i na taj način sprječava koroziju. Jezgra se izvodi u jednom komadu (šipka) i proteže se kroz cijeli vodič. Plašt koji okružuje jezgru izvodi se od 1350-O kaljenog aluminijskog (Slika 2.7). Jezgra se proizvodi specijalnim procesom "pultriranja" i zbog takve izvedbe vodič ima višestruke prednosti. Aluminijske žice koje čine plašt izvode se u trapezastom obliku i tako se dobiva veći presjek aluminijskog, čime se povećava vodljivost i strujno opterećenje u odnosu na ekvivalentni ACSR vodič. Takva konstrukcija i materijali doprinose visokom omjeru čvrstoća na težinu uzeta, odličnoj karakteristici provjesa na visokim temperaturama, malom koeficijentu toplinskog širenja jezgre i velikoj čvrstoći [58].



Slika 2.7: HTLS vodiči s kompozitnim jezgrama: lijevo ACCR, desno ACCC [58]

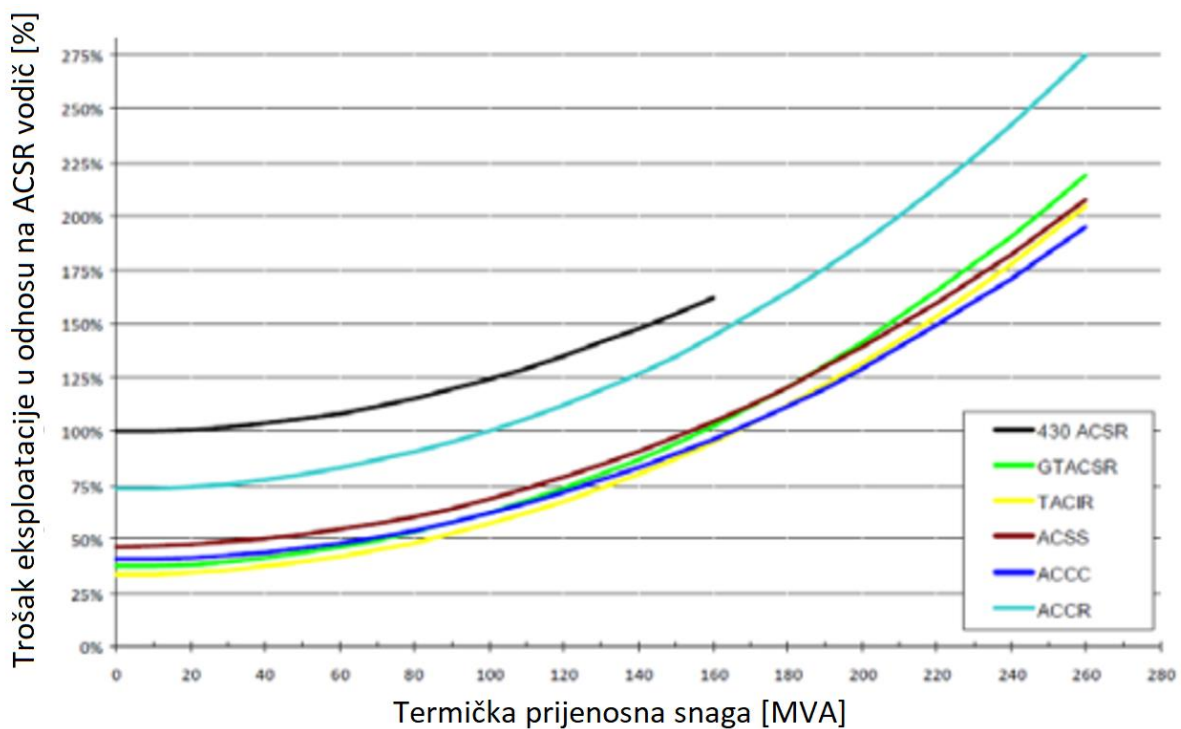
ACCR vodiči sastoje se od jezgre sastavljene od metalne matrice koja je dizajnirana tako da posjeduje značajno bolja svojstva od ACSR-a. Jezgra ACCR-a sastoji se od karbonsko/aluminijske matrice (žica) koje zasebno čine jezgru užeta. Aluminijska matrica sadrži mikrometerska vlakna od iznimno čistog aluminija. Tako konstruirana jezgra od nekoliko žica omotana je visokotemperaturnim žicama od legure aluminija i cirkonija koje mogu podnijeti temperature od 210 °C (Slika 2.7). Plašt izveden od legure aluminija i cirkonija doprinosi čvrstoći užeta i može biti kružnog ili trapezastog oblika ili kombinacija obaju. Glavne značajke ovog vodiča su velika čvrstoća, vodljivost, visok omjer čvrstoće na težinu užeta i mogućnost zadržavanja čvrstoće unatoč izloženosti visokim temperaturama.

#### 2.3.2.2 HTLS vodič – iskustva u pogonu

Ugradnja novih vodiča obično je izbor zasnovan na tehno-ekonomskoj odluci. Dosadašnja iskustva pokazala su da su glavni razlozi ugradnje vodiča povećanje kapaciteta (48 %) postojećih dalekovoda, dok se za svaki šesti novoizgrađeni dalekovod izabiru HTLS vodiči [16]. Primjena HTLS vodiča zamjetna je i u područjima gdje su pojedine dionice dalekovoda izložene teškim klimatskim uvjetima (veliki dodatni tereti vjetra i leda), velikim rasponima (prelazi preko planina, rijeka, jezera i mora), visokim temperaturama okoline i sl. [16]. Iskustva pokazuju da se njihovom ugradnjom ostvaruju uštede od 20 do 50 % u odnosu na izgradnju novog dalekovoda. Tehničke koristi od zamjene vodiča očituju se u smanjenju gubitaka i većim sigurnosnim visinama i kraćem vremenu potrebnom za ugradnju HTLS vodiča u odnosu na

izgradnju novog dalekovoda za jednu do pet godina. Kod korisnika HTLS vodiča potvrđena su pozitivna iskustva po pitanju ugradnje, pogona, pouzdanosti i očekivanih ušteda [14]–[18].

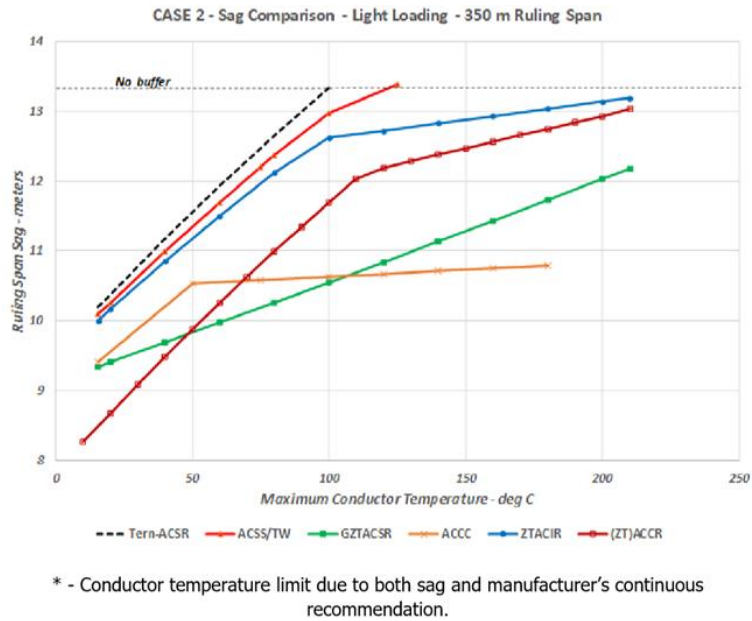
Povećanje kapaciteta dalekovoda je financijski trošak s obzirom na bilo kakvo odabrano rješenje. Izgradnja novog dalekovoda ili ugradnja ACSR vodiča većeg presjeka na postojeći dalekovod zahtijeva izgradnju/pojačanje stupnih mjesta, ishodenje dozvola i duže vrijeme neraspoloživosti dalekovoda. Ugradnja HTLS vodiča skuplja je od ACSR vodiča i ovisi o vrsti ugrađene tehnologije, pa je tako ACSS vodič skuplji 1,5 do 2 puta, ACCC 2 do 3 puta, ACCR 3 do 6 puta. Omjer troška HTLS vodiča u odnosu na ACSR i povećanje kapaciteta dalekovoda prikazan je na slici 2.8 [15].



Slika 2.8: Usporedba troškova kroz životni ciklus različitih tipova vodiča [15]

Primjenom HTLS-a postiže se manje toplinsko istežanje oko temperaturne točke koljena i ujedno pomicanje točke koljena na što nižu temperaturu. Na slici 2.9 i 2.10 vidimo ovisnost provjesa za različite HTLS vodiče uzete u razmatranje u odnosu na temperaturu vodiča [14], [15]. Kao što je prikazano na slici, svi vodiči imaju manji provjes od tradicionalnog ACSR vodiča na povišenim temperaturama.

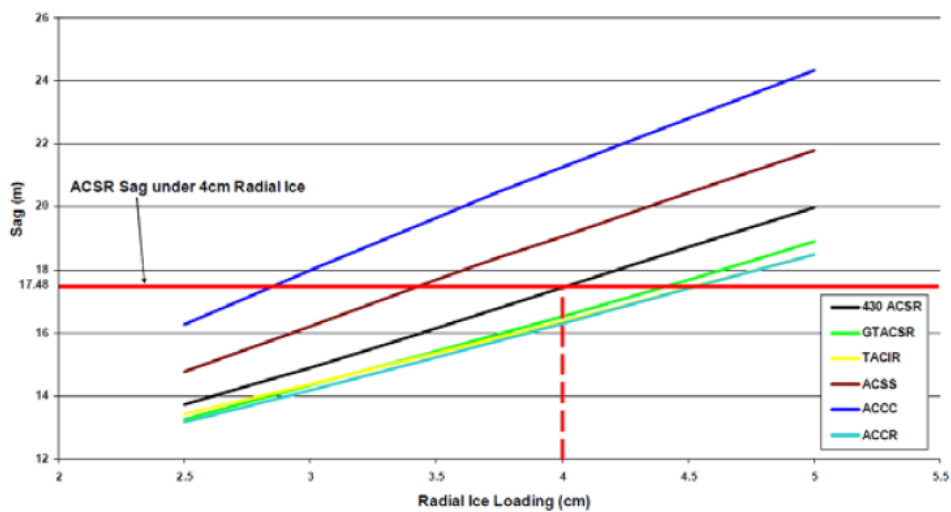




Slika 2.9: Ovisnost provjesa o temperaturi [14]

Pregledom rezultata, uzimajući u obzir uvjete opterećenja dalekovoda, utvrđeno je da postoji više izbora pri zamjeni postojećeg vodiča dalekovoda HTLS vodičima [15]. Za dalekovode gdje se traži da točka (temperatura koljena) bude što niža G(Z)TACSR i HTLS vodiči s kompozitnom jezgrom imaju prednost u odnosu na ostale HTLS vodiče [14].

Studija provedena u Irskoj [15] razmatrala je upotrebu različitih vrsta HTLS vodiča kako bi se odabrao najprikladniji vodič prilikom zamjene užadi na postojećem 220 kV dalekovodu, gdje je posebna pozornost posvećena razmatranjima s dodatnim teretom.



Slika 2.10: Ovisnost provjesa o dodatnom teretu (led) [15]



Na slici 2.10 vidljivo je da neki vodiči mogu biti neprikladni za geografska područja s velikim opterećenjem leda. HTLS vodiči tipa ACCC i ACSS imaju lošije rezultate provjesa od ACSR vodiča. Ova dva vodiča imaju potpuno žarene aluminijske žice, koje zahtijevaju da njihove jezgre preuzmu na sebe cijeli teret tj. opterećenja. Jezgra ACCC-a ima posebno mali modul elastičnosti i malu površinu presjeka jezgre, te je rezultat toga manji provjes uslijed visokih temperatura, međutim uslijed dodatnog tereta (led) karakterizira ga značajan provjes u usporedbi s ACSR vodičem. Provedena razmatranja usporedbe HTLS vodiča ne uključuju probleme s troškovima, instalacijom ili pouzdanošću, ali predstavljaju preliminarnu tehničku usporedbu koja može biti korisna prije izvođenja detaljnih studija o povećanju prijenosnog kapaciteta dalekovoda i smjernica prilikom projektiranja.

S obzirom na sva provedena istraživanja, ne postoje bitne prednosti jednog HTLS vodiča u odnosu na druge vodiče, osim ako je cijena glavni kriterij. Svi predstavljeni HTLS vodiči imaju sljedeće zajedničke karakteristike koje ih čine poželjnim izborom prilikom zamjene užadi na postojećim dalekovodima:

- mali koeficijent toplinskog istezanja,
- kontinuirani rad na temperaturama iznad 100 °C bez ikakvog gubitka mehaničkih i električnih svojstva,
- jednak ili niži otpor u usporedbi s klasičnim ACSR vodičima istog vanjskog promjera.

Primjena HTLS užadi samo je jedna od mogućnosti povećanja kapaciteta dalekovoda, stoga se smatra da je implementacija HTLS vodiča najvjerojatnija u sljedećim scenarijima:

- vodiči na postojećem dalekovodu u lošem su stanju, a postojeća infrastruktura dalekovoda (stupovi i temelji) u dobrom stanju,
- potrebno je povećanje kapaciteta dalekovoda za 30 % i više od nazivnog, a postojeća infrastruktura dalekovoda (stupovi i temelji) u dobrom su stanju,
- potrebne sigurnosne visine i udaljenosti od susjednih objekata ne zadovoljavaju, a postojeća infrastruktura dalekovoda (stupovi i temelji) u dobrom su stanju.

## **2.4. Zaključak i preporuke za primjenu suvremenih tehnologija na novim/postojećim dalekovodima**

Energetske smjernice u Europi dovele su do povećane integracije OIE-a u prijenosne i distributivne sustave te pojave pravnih sudionika kroz novodefinirane tržišne funkcije. U takvom se okruženju postojeći sustav planiranja razvoja prijenosne mreže pokazao nedostatan i zastario. Isto tako je u prijenosnoj mreži došlo do značajnih promjena, pa je tako sve manje velikih čvorišta s velikom proizvodnjom el. energije i razmjena el. energije na sučelju prijenosnog i distributivnog sustava postaje značajnijeg iznosa i karaktera. U navedenim uvjetima vidljivo je da postoje elementi prijenosne mreže koji nemaju zadovoljavajući kapacitet prijenosa el. energije, stoga je potrebno izgraditi nove pravce ili povećati prijenosni kapacitet postojećih.

U današnje vrijeme izgradnja novih dalekovoda zahtijeva značajne vremenske i financijske resurse, te uslijed zahtjeva za zauzećem prostora i utjecaja na okoliš ponekad nije moguća. Stoga se razmatraju povećanje kapaciteta na postojećoj infrastrukturi i mogućnosti implementacije suvremenih rješenja. Kroz predstavljena razmatranja povećanja kapaciteta dalekovoda u prijenosnoj mreži najraširenija je primjena kompaktiranja i HTLS užadi na postojećim dalekovodima koja su jedino i primjenjiva za hrvatski prijenosni sustav.

Kompaktirani dalekovodi od svojih prvih dizajna značajno su napredovali u pogledu izgleda i karakteristika. U današnje vrijeme prilikom izgradnje dalekovoda veliki se naglasak stavlja na uklapanje dalekovoda u okoliš, pa ponekad same tehničke karakteristike dalekovoda ili financijski trošak nisu od presudnog značaja, i u takvim su slučajevima kompaktirani dalekovodi primjenjiviji od klasičnih rješenja. Projektiranje kompaktiranih dalekovoda sa sobom nosi određene izazove koji su prethodno predstavljeni i moguće ih je riješiti na više načina. Prilikom projektiranja/dizajniranja kompaktiranih dalekovoda potrebno je razviti ili prilagoditi postojeće procese u spomenutim područjima, što uključuje primjenu novih programskih alata. Kompaktirani dalekovodi predstavljaju filozofiju/koncept prilikom projektiranja dalekovoda te se često primjenjuju u današnje vrijeme kada je zauzimanje prostora i vizualni izgled dalekovoda od presudnog značaja.

Primjena HTLS užadi jedan je od najbržih i najjednostavnijih načina povećanja prijenosnog kapaciteta postojećih dalekovoda. Ujedno zahtijeva manji broj novih procedura ili dodatnih razmatranja u odnosu na kompaktirane dalekovode. U slučajevima kada postojeće dalekovode nije moguće na duže vrijeme ostaviti neraspoločive ili kada je nužno zadovoljiti

sigurnosne visine na postojećim dalekovodima, primjena HTLS uži nameće se kao najpraktičnije rješenje. Isto tako postoje određena ograničenja za primjenu HTLS uži koja su spomenuta, gdje je ograničavajući faktor stanje postojećeg dalekovoda i visoka cijena za pojedinu HTLS uži, što u konačnici može dovesti do visokih troškova i neisplativosti investicije.

### **3. PRIMJENA KOMPAKTIRANJA I HTLS VODIČA U PRIJENOSNOJ MREŽI**

Operator prijenosnog sustava odgovoran je za sigurnu i pouzdanu isporuku električne energije. Sagledavajući sadašnju konfiguraciju i mogućnosti prijenosne mreže, operator prijenosne mreže dužan je voditi računa o dostatnosti prijenosne mreže i prihvatu novih proizvodnih jedinica i potrošača. U tu svrhu dužan je provoditi i razmatrati moguće scenarije za kratkoročni, srednjoročni i dugoročni razvoj prijenosne mreže. Prilikom planiranja prijenosne mreže nužno je identificirati kritične elemente u prijenosnoj mreži i analizama utvrditi moguća rješenja u svrhu pojačanja prijenosne mreže. U takvim razmatranjima vlasnik prijenosne mreže vodi brigu o povećanju kapaciteta prijenosne mreže i povećanju sigurnosti opskrbe mreže u odnosu na postojeće stanje [59]. U svrhu povećanja kapaciteta prijenosne mreže u svijetu se koriste razne metode koje uključuju primjenu suvremenih FACTS uređaja, istosmjerni prijenos, transformatore sa zakretanjem faze, izgradnjom ili rekonstrukcijom postojećih dalekovoda i različitim uklopnim i pogonskim stanjima [10], [13]. U ovoj se disertaciji razmatra ponajprije povećanje kapaciteta prijenosne mreže povećanjem kapaciteta postojećih prijenosnih dalekovoda. Razmatranja koja će se predstaviti u svrhu povećanja kapaciteta postojećih dalekovoda obuhvaćaju primjenu HTLS vodiča i kompaktiranja koji su ujedno i najrasprostranjeniji načini povećanja kapaciteta na dalekovodima diljem svijeta [27].

#### **3.1. Primjena suvremenih tehnologija u planiranju razvoja prijenosne mreže**

Priključenje obnovljivih izvora, rast opterećenja i deregulacija tržišta opskrbe el. energijom glavni su razlozi za povećanje kapaciteta i primjenu novih tehnologija prilikom planiranja razvoja prijenosne mreže. Različite metode planiranja razvoja prijenosa imaju svoje prednosti i nedostatke, stoga se kao glavni pokazatelji pri razvoju navode pouzdanost sustava, sigurnost opskrbe, povećanje kapaciteta prijenosnog sustava, smanjenje gubitaka prijenosnog sustava, operativni troškovi, investicijski troškovi i sl. [35]. Većinu prijenosnog sustava čine visokonaponski dalekovodi koji se protežu diljem geografskog područja Hrvatske. Isto tako većina energije se prenese dalekovodima do krajnjih kupaca, stoga većina razmatranja potrebe za povećanjem kapaciteta u prijenosnoj mreži uključuje povećanje kapaciteta postojećih dalekovoda.

Glavna karakteristika dalekovoda jest da služe prijenosu el. energije uz zadovoljenje različitih čimbenika kao što su toplinska ograničenja, sigurnosne udaljenosti, naponska i kutna stabilnost [11]. Termička stabilnost dalekovoda (vodiča) označava maksimalnu dopuštenu struju koja se može prenijeti dalekovodom uz zadržavanje sigurnosne visine, naponske stabilnosti i mehaničkog integriteta vodiča. Sigurnosna ograničenja odnose se na maksimalnu razliku faznog kuta napona na dalekovodu do održivosti sinkronog rada sustava. Nepoštivanje/narušavanje sigurnosnih ograničenja može dovesti do ozbiljnih posljedica tijekom normalnog rada, a posebno u hitnim slučajevima. Naponska stabilnost odnosi se na sposobnost sustava za održavanje napona u propisanim granicama rada na svim sabirnicama u sustavu nakon što je sustav izložen smetnjama iz zadanog početnog pogonskog stanja. Prekid rada ili ispad pojedinih elementa u mreži može dovesti do preopterećenja dalekovoda i može biti razlog gubitka stabilnosti sustava. Ispad pojedinih dalekovoda može biti uzrokovan pojavom zagušenja, što utječe na vođenje pogona prijenosne mreže te su u većini slučajeva nužna ograničenja proizvodnje ili potrošnje kako bi se omogućio normalni pogon. Zagušenja uzrokovana relativno malim prijenosnim kapacitetom postojećih dalekovoda mogu se otkloniti rekonstrukcijom postojećih ili izgradnjom novih dalekovoda.

Rekonstrukcija postojećih dalekovoda pomoću vodiča s višom termičkom stabilnošću (uključujući HTLS vodiče) prikladna je za one dijelove sustava gdje je termička stabilnost ili sigurnosna visina postojećih dalekovoda ograničavajući faktor prijenosa el. energije [14]. Upotreba vodiča većeg presjeka/termičke struje obično podrazumijeva dodatne zahvate na elementima ili konstrukciji stupa. HTLS vodiči istog ili sličnog presjeka, s druge strane, često ne zahtijevaju značajne preinake stupa i izolatora te mogu smanjiti vrijeme i trošak izgradnje u odnosu na primjenu klasičnih rješenja. Velika brzina nadogradnje postojećeg dalekovoda prednost je u implementaciji HTLS-a jer se ponekad može izbjeći neraspoloživost dalekovoda u prijenosnoj mreži. Glavni negativni aspekt nadogradnje HTLS-a povezan je s visokim troškovima vodiča [15].

Povećanje naponske razine dalekovoda drugi je način povećanja kapaciteta prijenosne mreže i dalekovoda, pri čemu je glavna prednost značajno smanjenje gubitaka [11]. Ovakav pristup u većini slučajeva zahtijeva da se iskoristi postojeći koridor uz pridržavanje važećih zakonskih propisa te je odabir kompaktiranja postojećih dalekovoda često primjenjiv. Povećanje kapaciteta prijenosne mreže kompaktiranjem moguće je izvesti na dva načina: tako da se postojeći dalekovod diže na višu naponsku razinu (npr. kompaktiranje s 110 kV na 220 kV ili s 220 kV na 400 kV) ili tako da se jednostruki dalekovod kompaktiranjem rekonstruira u

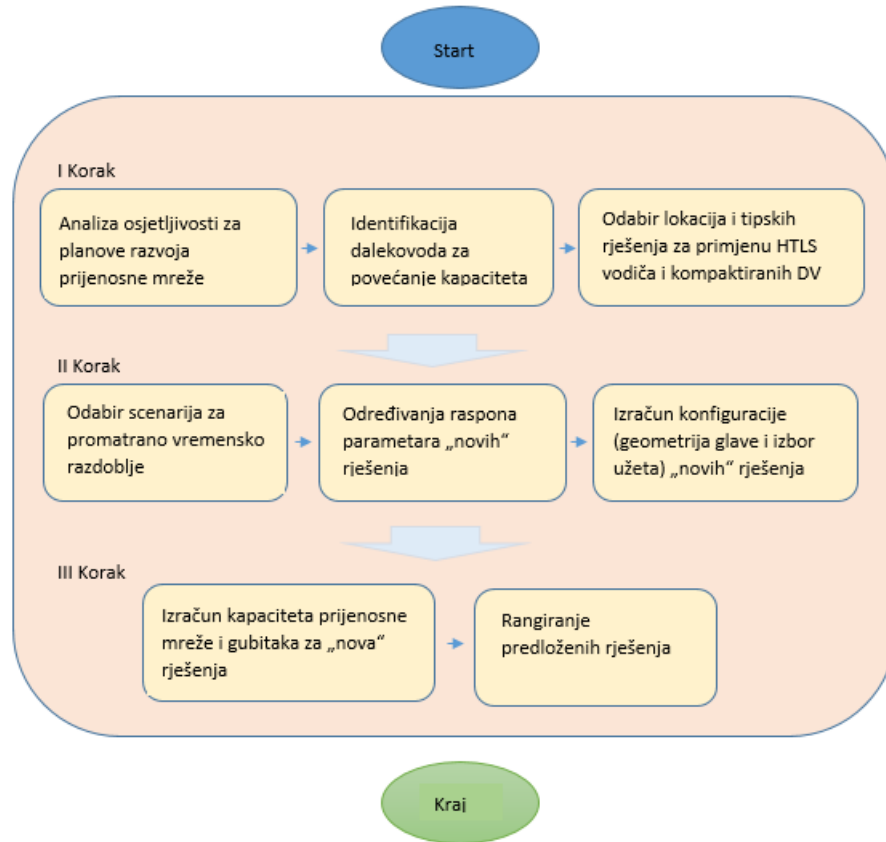
dvostruki [51]. Glavna prednost ovakvog pristupa je dugoročno povećanje kapaciteta prijenosne mreže i smanjenje gubitaka, dok su negativne strane viši troškovi prilikom rekonstrukcije dalekovoda u odnosu na HTLS vodiče. Isto tako treba napomenuti da se u slučaju urbanih sredina ili posebnih područja (parkovi prirode, nacionalni parkovi i sl.) može pojaviti problem stjecanja prava prolaska za primjenu više naponske razine [19].

### **3.2. Identifikacija dalekovoda (pravaca) i određivanje raspona el. parametara za primjenu novih tehnologija u prijenosnoj mreži**

Planiranje razvoja prijenosne mreže zasniva se na provođenju energetske strategije i interesa subjekata koji su uključeni u proces investiranja. U tradicionalnom pristupu prednost pri odabiru investicije imaju projekti s prihvatljivim troškovima, koji obuhvaćaju troškove investicije i operativne troškove održavanja. Ovakav način odabira investicije manjkav je i ograničen jer se većina indikatora predstavljala kao skup jednostavnih statičkih modela. Navedeni modeli uzimali su u obzir povijesne podatke i povijesna ostvarenja za izračun koji se radi brzine i kompleksnosti značajno pojednostavljivao. Ne ulazeći u širi kontekst načina odabira kriterija, treba napomenuti da određeni indikatori mogu značajno utjecati na tehničke pokazatelje. Predloženo razmatranje uzima u obzir širenje prijenosne mreže i određuje se za odabrano vremensko razdoblje tj. bilo koje vremensko razdoblje. Prednost ovakvog razmatranja jest u tome što omogućuje shvaćanje utjecaja pojedinih investicija u prijenosnoj mreži s obzirom na budući razvoj prijenosne mreže.

Predloženi proces planiranja zasniva se na kombinaciji statičkog i dinamičkog rješavanja problema heurističkim pristupom. Cilj je maksimizirati kapacitet prijenosne mreže primjenom suvremenih tehnologija koje svojim tehničkim karakteristikama odstupaju od klasičnih rješenja. Predložena rješenja s odabranim karakteristikama (kompaktirane dalekovode i HTLS užad) potrebno je promotriti s aspekta uklapanja u prijenosni sustav. Predstavljeni proces sastoji se od tri koraka kroz analizu prijenosne mreže kombinacijom statičkog i dinamičkog pristupa. Pod time se misli da se za odabranu mrežu radi (statička) analiza, te se uspostavljaju ovisnosti pojedinih varijabli tj. ovisnost prijenosne mreže o promatranim varijablama. Primjenom višekriterijske analize (dinamička analiza) koja se zasniva na tehničkim parametrima (maksimizirati ili minimizirati određene parametre) moguće je odrediti skup/raspon parametara koji zadovoljavaju tražene kriterije. Kao što je već navedeno, moguće je napraviti višekriterijsku analizu koja uključuje i tehno-ekonomski aspekt, ali zbog opsega

provedenih razmatranja naglasak će biti na tehničkim razmatranjima predloženih investicija tj. povećanja kapaciteta i smanjenja gubitaka prijenosne mreže.



Slika 3.1: Dijagram toka određivanja parametara za nova rješenja

Predloženi algoritam rješava se u tri koraka kako je prikazano slikom 3.1. U prvom koraku provodi se identifikacija pravaca za sadašnje i buduća moguća stanja u prijenosnoj mreži po određenim kriterijima (N-1, iznos gubitaka, zagušenja i sl.), pri čemu je bitno da postoji povijesno praćenje pojedinih indikatora u prijenosnoj mreži. Analizom osjetljivosti određuju se dalekovodi za koje su potrebna pojačanja te se predlažu tipska rješenja koja se primjenjuju u praksi.

U drugom koraku odabiru se modeli koji predstavljaju modele mreže (*point in time*) i opisuju prijenosne mreže u vremenu, potom se razmatraju predložena rješenja s ciljem određivanja kapaciteta prijenosne mreže i gubitaka. Razmatrana rješenja uključuju primjenu HTLS užadi i kompaktiranja te je moguće napraviti i višekriterijsko rangiranje predloženih rješenja s obzirom na specifične zahtjeve vlasnika prijenosne mreže. Na provedenim analizama određuje se skup mogućih rješenja tj. električni parametri za koje se radi izračun, odnosno određuje se geometrija vodiča i glave stupa za promatrani dalekovod te se na taj način dobiva

novo rješenje/dizajn za promatrani dalekovod. Za predloženo rješenje potrebno je provjeriti mogućnosti izvedbe projektantskim pristupom, pa će se za predloženo rješenje izvršiti provjera dielektričnih svojstava, izračun električnih i magnetskih polja (u glavi stupa i na rubovima koridora), izračun gradijenta polja na vodičima, zagrijavanje vodiča i drugi izračuni ako su potrebni.

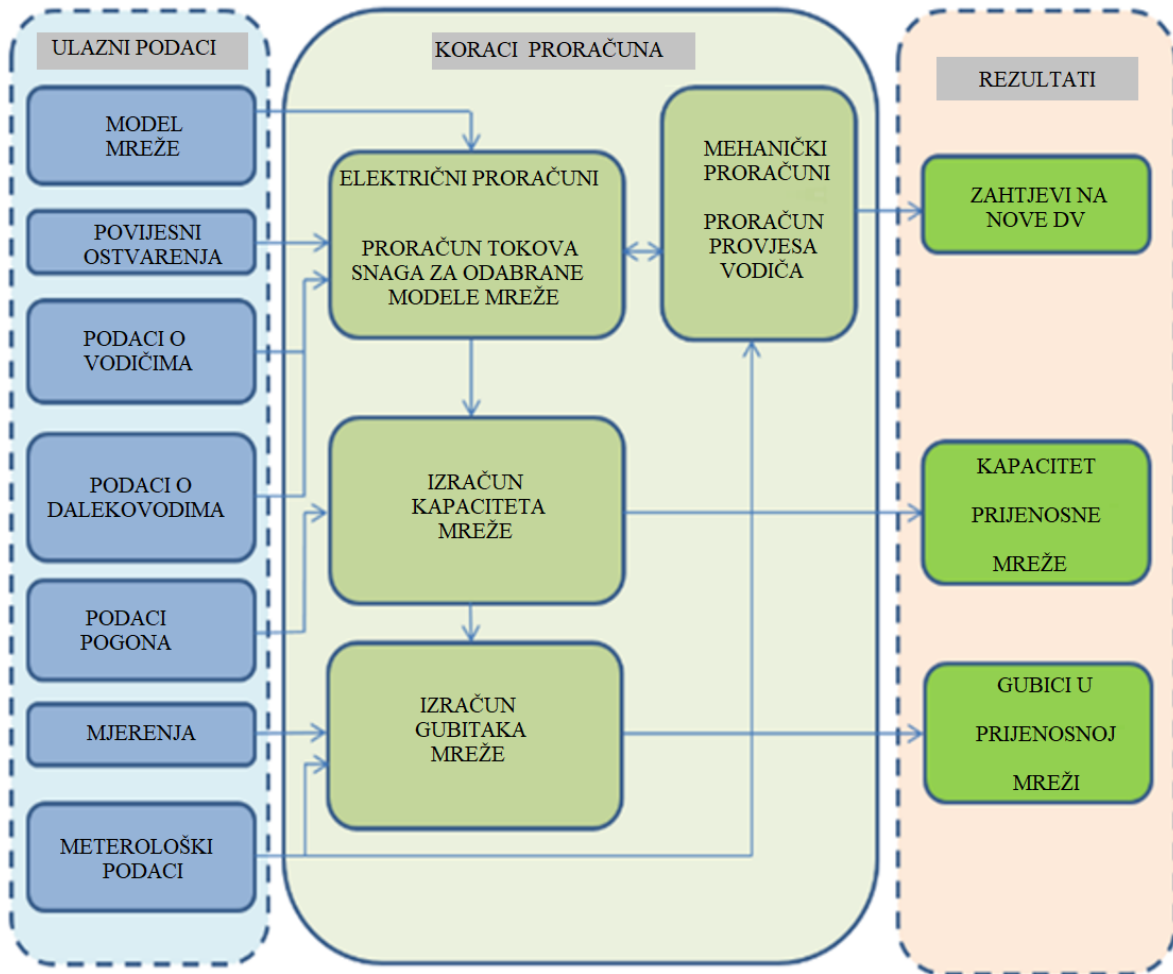
U trećem koraku vrši se provjera dobivenih projektantskih rješenja na istim modelima i rangiranje s obzirom na utjecaj na povećanje kapaciteta i smanjenje gubitaka u prijenosnoj mreži. U konačnici imamo skup/nekoliko mogućih rješenja i odabiremo rješenje kojim se postiže željeni utjecaj na prijenosnu mrežu. Odabir konačnog rješenja bit će moguć nakon što se naprave ekonomski izračuni kojima će se razmotriti financijske koristi predloženih investicija i troška izgradnje.

### 3.2.1. Identifikacija povećanja kapaciteta (prijenosne moći) u prijenosnoj mreži

Glavna svrha planova razvoja prijenosne mreže uključuje predviđanje kretanja proizvodnje, potrošnje i razmjene sa susjednim operatorima prijenosnog sustava i razmatranje tehničkih rješenja koja doprinose povećanju kapaciteta u prijenosnoj mreži. Stoga je važno odrediti mogućnosti povećanja kapaciteta prijenosa el. energije uzimajući u obzir kako će predložene investicije utjecati na prijenosnu mrežu, postojeće tokove snaga i posljedično na gubitke prijenosne mreže koji se dominantno sastoje od gubitaka na dalekovodima.

Identifikacija povećanja kapaciteta u prijenosnoj mreži vrši se na temelju analize prijenosne mreže koja se provodi na povijesnim podacima, gdje je fokus na tome kako odrediti kapacitet za svaku naponsku razinu, gubitke na svakoj naponskoj razini i gubitke za svaki OHL. Za svaku naponsku razinu provodi se analiza osjetljivosti kroz analizu tokova u prijenosnoj mreži. Za spomenute analize primjenjivat će se model prijenosne mreže s povijesno izmjerenim podacima (izabrana godina ima normalnu vrijednost iznosa uvoza/izvoza, proizvodnje i opterećenja). Cilj analize jest utvrditi postojeće kapacitete prijenosne mreže kao bazni slučaj i kretanje kapaciteta u slučajevima promjene pojedinih kretanja u prijenosnoj mreži. Koraci postupka prikazani su na slici 3.2. Predloženi pristup provodi se tako da se za analiziranu prijenosnu mrežu određuje kapacitet prijenosne mreže s obzirom na predviđene scenarije. Cilj je odrediti kapacitet prijenosne mreže i gubitke po dalekovodima u vremenu  $T$ . Drugim riječima, pri planiranju uzimaju se u obzir operativna ograničenja i pogonska stanja u realnom vremenu.





Slika 3.2: Proces određivanja elemenata za povećanje kapaciteta u prijenosnoj mreži

Određivanje pogodnih mjesta za ugradnju naprednih tehnologija vrši se na modelu prijenosne mreže tako da se uzimaju povijesni pogonski podaci i podaci o elementima mreže kao ulazni podaci za proračun (prikazano plavom bojom na slici 3.2). Za navedene podatke radi se proračun na temelju kojeg se određuje kapacitet prijenosne mreže i gubici u prijenosnoj mreži za početno stanje i buduća stanja (scenarij). Pri rangiranju mogućih mjesta gledaju se mjesta koja imaju tokove snaga blizu maksimalnih vrijednosti tj. nemaju dovoljan kapacitet u odnosu na dozvoljene vrijednosti dalekovoda. Na slici 3.2 opisan je način izvođenja proračuna gdje se na baznom modelu određuje utjecaj budućih planova razvoja prijenosne mreže u odnosu na sadašnje stanje. Provedenim proračunom uočavaju se kretanja tokova u prijenosnoj mreži za 110 kV, 220 kV i 400 kV dalekovode na navedenim naponskim razinama. Isto tako provedena je i provjera mehaničkih svojstava i sigurnosnih visina kako bi se utvrdilo zadovoljavaju li postojeći dalekovodi sigurnosne visine. Nakon provedenih proračuna dobije se popis elementa koji su najugroženiji i čiji trenutni kapaciteti ne zadovoljavaju sadašnja i/ili buduća stanja u

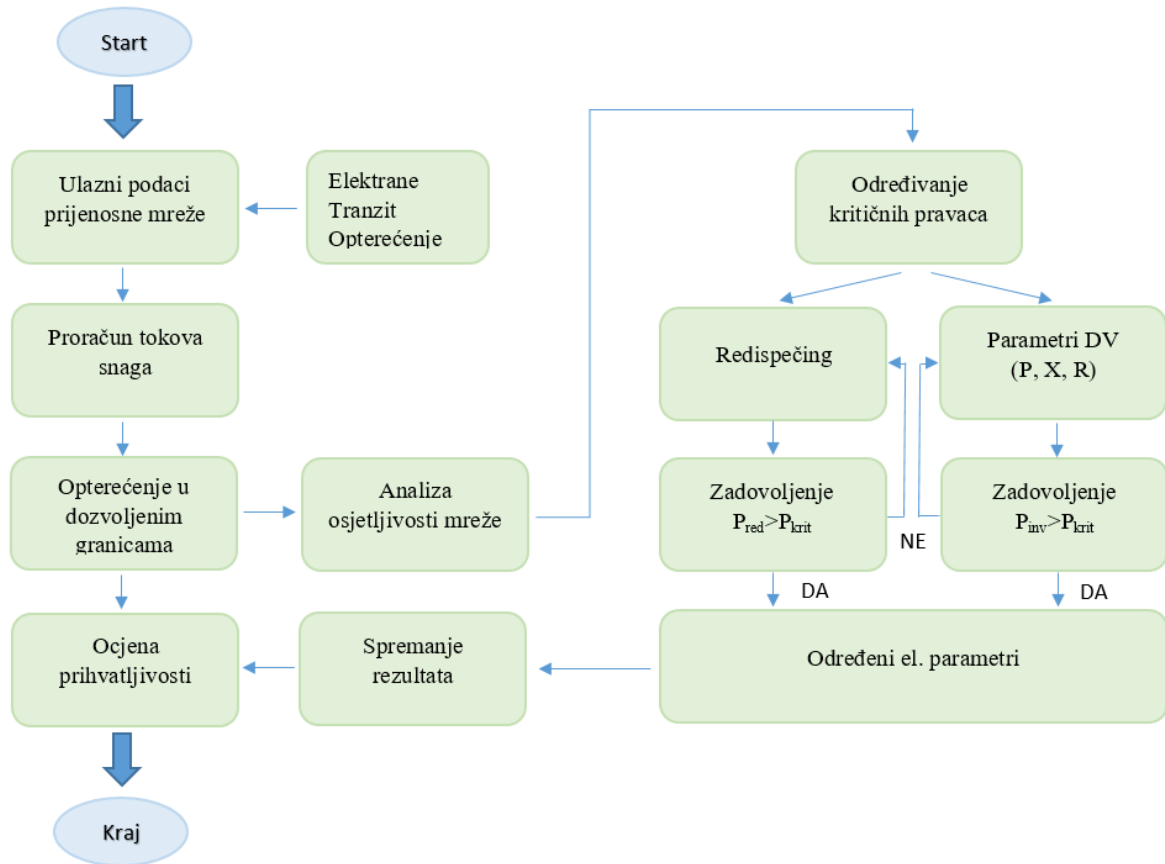
prijenosnoj mreži. Isto tako se razmatraju protumjere u vidu potrebnog redispečinga ili povećanja kapaciteta dalekovoda kao jedini način zadovoljenja sigurnosnih uvjeta pogona. Na temelju navedenog utvrđuje se ocjena ugroženosti i rangiranje lokacija čiji trenutni el. parametri ne zadovoljavaju sigurnosne uvjete.

Nakon što se utvrdi koji dalekovod ili područje ima povećane tokove u prijenosnoj mreži tj. nema zadovoljavajući kapacitet, razmotrit će se više vrsta rješenja. Primjena tehničkih rješenja uključuje HTLS vodiče i/ili kompaktirane dalekovode kao glavni izbor. Koraci provedene analize i način provođenja opisani su u nastavku.

### 3.2.1.1 Određivanje kritičnih elemenata u prijenosnoj mreži

Određivanje kritičnih elemenata vrši se na dijelu prijenosne mreže hrvatskog operatora prijenosnog sustava. Glavni koraci izračuna predstavljeni su na slici 3.3, pri čemu je glavni cilj odrediti i rangirati kritična mjesta po el. parametrima u prijenosnoj mreži. Testna mreža modelirana je u programskom paketu Siemens PSS/E (engl. *Power System Simulator for Engineers*) i u istom programskom paketu napravljeni su proračuni. U nastavku se izlaže pregled teoretske podloge za izračun konstanti dalekovoda, tokova snaga, određivanje kapaciteta i gubitaka u prijenosnoj mreži.

Za bazni model uzimaju se postojeći podaci o proizvodnji, teretu, uvozu i izvozu. Na temelju toga radi se proračun tokova snaga i određuju tokovi snaga za svaki dalekovod. Ako nema ograničenja ili opterećenja dalekovoda iznad dopuštenih granica, izrađuje se izlazna datoteka s popisom i rangiranjem opterećenih dalekovoda. Proračun se ponovo pokreće za odabrani scenarij koji se definira s obzirom na buduća kretanja proizvodnje, tereta, uvoza i izvoza. Ako je neki od elementa mreže opterećen iznad dozvoljenih granica, radi se dodatna analiza. Analizom se određuje je li moguće navedeno preopterećenje riješiti preraspodjelom rada elektrana ili promjenom el. parametara dalekovoda. Promjena električnih parametara uključuje promjenu reaktancija i dopuštene termičke struje, a u oba slučaja primjenjuju se vrijednosti tipskih rješenja iz literature. Tako određeni željeni parametri spremaju se i pridružuju preopterećenom elementu. U konačnici imamo popis elemenata koji se preopterećuju u jednom od scenarija i električne parametre rješenja na koji ga je način moguće otkloniti.



Slika 3.3: Koraci postupka određivanja el. parametara kritičnih elemenata

### 3.2.1.2 Proračun tokova snaga

Prema sigurnosnim zahtjevima, svi elementi u prijenosnom sustavu trebali bi raditi u granicama svog operativnog okvira. Za slučajeve kada N-1 uvjet nije zadovoljen, nije predviđeno određivanje tehničkih rješenja jer se takvi scenariji smatraju nepredviđenim zahtjevima koji nastaju u malom broju sati i ovise o raspoloživosti svih elementa i pogonskom stanju prijenosne mreže. Za izračun maksimalnih teoretskih i realnih kapaciteta prijenosne mreže upotrijebit će se proračun tokova snaga primjenjujući Newton-Raphsonovu metodu [1]. Sva čvorišta u prijenosnoj mreži (sabrinnica) opisana su s injektiranom djelatnom snagom  $P_i$ , injektiranom jalovom snagom  $Q_i$ , iznosom napona  $U_i$  i faznim kutom napona  $\delta_i$ . Proračun se započinje tako da se na poznatim veličinama izračunavaju preostale veličine jer sve električne veličine nisu poznate. Djelatna snaga čvorišta  $i$  izražava se kao:

$$P_i = |\vec{U}_i|^2 \cdot |\vec{Y}_u| \cdot [\cos(\theta_{ii})] + |\vec{U}_i| \cdot \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |\vec{Y}_{ij}| \cdot |\vec{U}_j| \cdot [\cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})] \quad (3.1)$$

dok se jalova snaga u čvorištu i izražava kao:

$$Q_i = |\vec{U}_i|^2 \cdot |\vec{Y}_u| \cdot [\sin(\theta_{ii})] + |\vec{U}_i| \cdot \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |\vec{Y}_{ij}| \cdot |\vec{U}_j| \cdot [\sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})] \quad (3.2)$$

Koristeći Newton-Raphson postupak rješavanja formira se niz linearnih jednadžbi koje se zapisuju matrično:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Ili:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1-g} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{n-1}} & \frac{\partial P_1}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial U_{n-1-g}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n-1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial U_{n-1}} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial U_{n-1-g}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_{n-1}} & \frac{\partial Q_1}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial U_{n-1-g}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n-1-g}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1-g}}{\partial U_{n-1}} & \frac{\partial Q_{n-1-g}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1-g}}{\partial U_{n-1-g}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \vdots \\ \Delta \delta_{n-1} \\ \Delta U_1 \\ \vdots \\ \Delta U_{n-1-g} \end{bmatrix}$$

Gdje se matrica [J] naziva Jacobijeva matrica i koja daje vezu između potrebnih korekcija napona i pogreške proračunatih snaga po iteracijama. Daljnjim raspisivanjem prethodne jednadžbe tražene vrijednosti napona u čvorištima su:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Za  $k$ -tu iteraciju vrijedi sljedeći izraz:

$$P_{i\_rac}^{(k)} = U_i^{(k)} \cdot \sum_{j=1}^n U_j^{(k)} \cdot Y_{ij} \cdot [\cos(\delta_i^{(k)} - \delta_j^{(k)} - \theta_{ij})], \quad i = 1, 2, 3, \dots, n-1 \quad (3.5)$$

$$Q_{i\_rac}^{(k)} = U_i^{(k)} \cdot \sum_{j=1}^n U_j^{(k)} \cdot Y_{ij} \cdot [\sin(\delta_i^{(k)} - \delta_j^{(k)} - \theta_{ij})], \quad i = 1, 2, 3, \dots, n-1-g \quad (3.6)$$

Za  $k$ -tu iteraciju razlika zadane i izračunate djelatne i jalove snage vrijedi sljedeći izraz:

$$\Delta P_i^{(k)} = P_{i\_zad} - P_{i\_rac}^{(k)}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n-1 \quad (3.7)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_{i\_zad} - Q_{i\_rac}^{(k)}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n-1-g \quad (3.8)$$

Za  $k$ -tu iteraciju razlika napona i kuta vrijedi sljedeći izraz:

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta^{(k)} \\ \Delta U^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1^{(k)} & J_2^{(k)} \\ J_3^{(k)} & J_4^{(k)} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{rac}^{(k)} \\ \Delta Q_{rac}^{(k)} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Nakon izračuna razlike kuta i napona u  $k$ -toj iteraciji izračunava se vrijednost napona i kuta za  $k+1$  iteraciju:

$$U_i^{(k+1)} = U_i^{(k)} + \Delta U_i^{(k)} \quad (3.10)$$

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta\delta_i^{(k)} \quad (3.11)$$

Postupak se nastavlja sve dok se ne ispuni uvjet zaustavljanja. Uobičajeni uvjet zaustavljanja iterativnog postupka je određen dopuštenom greškom tj. tolerancijom između  $k$  i  $k+1$  iteracije.

### 3.2.1.3 Proračun geometrije dalekovoda predloženih rješenja

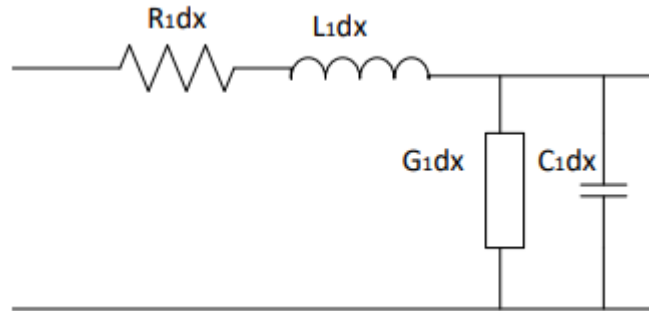
Izračun parametara dalekovoda predloženih rješenja provest će se pomoću modela dalekovoda sa konstantnom frekvencijom [2]. U prethodnom poglavlju napravljeni su proračuni na temelju tipskih rješenja i poznatih geometrija. Na temelju dobivenih rezultata radi se proračun za nove konfiguracije koje proizlaze iz spomenutih predloženih rješenja. Konačan odabir el. parametara dalekovoda određuje se na temelju proračuna kojima se određuju konstante dalekovoda.

Konstante voda ovise o svojstvima materijala od kojih je vod izveden (npr. specifični otpor materijala za vodiče) i geometrijskim svojstvima dalekovoda (npr. dimenzije vodiča, udaljenost i raspored među vodičima). Vodovi koji su inače izvedeni na isti način općenito se razlikuju po duljini, pa zbog toga konstante voda definiramo po jedinici duljine, obično po kilometru.

Konstante voda su otpor ( $\Omega/\text{km}$ ), induktivitet ( $\text{H}/\text{km}$ ), kapacitet ( $\text{F}/\text{km}$ ) i odvod ( $\text{S}/\text{km}$ ). Kod trofaznih vodova konstante se zadaju po fazi, dakle za jedan fazni vodič, s time da se kao povratni dio strujnog kruga uzima zamišljeni neutralni vodič. Na slici 3.4 su za odsječak voda duljine  $dx$  konstante voda prikazane pomoću grafičkih simbola i to otpor i induktivitet u faznom vodiču (uzdužne konstante), a kapacitet i odvod između faznog vodiča i zemlje (poprečne konstante).

Polazna struja nije jednaka dolaznoj struji i njihova suma nije jednaka nuli, te dio struje mora naći povratni put. Taj povratni put je zemlja i dozemna užad. Pri proračunu nultog sustava

stoga se moraju uzeti u obzir i utjecaj zemlje i svi međusobni utjecaji među vodičima dalekovoda:



Slika 3.4: Konstante dalekovoda

Izračun se provodi uzimajući u strujne i naponske prilike na uzdužnoj grani dalekovoda. Veza između napona i struje može se prikazati u matricnom obliku:

$$[\bar{V}^{vodiča}] = [\bar{Z}_1^{vodiča}] \cdot [\bar{I}^{vodiča}] \quad (3.12)$$

gdje su:

$[\bar{V}^{vodiča}]$  – vektor padova napona vodiča

$[\bar{Z}_1^{vodiča}]$  – matrica uzdužnih impedancija vodiča

$[\bar{I}^{vodiča}]$  – vektor struje vodiča

Matrica impedancija je reda  $n+m$ , gdje je  $n$  – broj vodiča, a  $m$  – broj zaštitnih užeta. Dijagonalni članovi matrice impedancija  $Z_{ii} = R_{ii} + j\omega L_{ii}$  predstavljaju vlastite impedancije petlji koje tvore vodič, odnosno zaštitno uže i povratna staza kroz zemlju, a vandijagonalni članovi  $Z_{ij} = R_{ij} + j\omega L_{ij}$  predstavljaju uzdužne međuimpedancije između petlji “ $i$ “-ti vodič – zemlja i “ $j$ “-ti vodič – zemlja.

Elementi matrice impedancije se jednostavno određuju iz geometrija stupa i podataka o vodičima i zaštitnim užetima. Matrica uzdužnih impedancija vodiča ovako određena je jedinična tj. kao  $\Omega/\text{km}$ .

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \vdots \\ \bar{V}_n \\ \vdots \\ \bar{V}_{n+m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{11} & \bar{Z}_{12} & \cdots & \bar{Z}_{1n} & \cdots & \bar{Z}_{1(n+m)} \\ \bar{Z}_{21} & \bar{Z}_{22} & \cdots & \bar{Z}_{2n} & \cdots & \bar{Z}_{2(n+m)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Z}_{n1} & \bar{Z}_{n2} & \cdots & \bar{Z}_{nn} & \cdots & \bar{Z}_{n(n+m)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Z}_{(n+m)1} & \bar{Z}_{(n+m)2} & \cdots & \bar{Z}_{(n+m)n} & \cdots & \bar{Z}_{(n+m)(n+m)} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \vdots \\ \bar{I}_n \\ \vdots \\ \bar{I}_{n+m} \end{bmatrix}$$

Pojedini članovi matrice uzdužnih impedancija se određuju formulama:

$$\bar{Z}_{ii-z} = R_1 + 0,05 + j0,0628 \ln \frac{93,1\sqrt{\rho}}{D_s} \text{ za vodiče} \quad (3.13)$$

$$\bar{Z}_{ii-z} = R_g + 0,05 + j0,0628 \ln \frac{93,1\sqrt{\rho}}{D_g} \text{ za zaštitno uže} \quad (3.14)$$

$$\bar{Z}_{ij-z} = 0,05 + j0,0628 \ln \frac{93,1\sqrt{\rho}}{D_{ij}} \text{ za vodiče i zaštitno uže} \quad (3.15)$$

Primjenom metode SGU, eliminacijom zaštitnog užeta i primjenom blok–transformacija dobiva se matrica ekvivalentnih faznih vodiča stupnja  $[n \times n]$  i skraćeno možemo zapisati:

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} \bar{V}^{abc} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}^I \\ \bar{Z}^{III} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{Z}^{II} \\ \bar{Z}^{IV} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \bar{I}^{abc} \\ \bar{I}^{pq} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Matrica koja uzima u obzir osim zemlje još i dozemnu užad se dobiva pomoću sljedećeg izraza i ima onoliko redaka i stupaca, koliko je faznih vodiča:

$$[\bar{Z}] = [\bar{Z}^I] - [\bar{Z}^{II}][\bar{Z}^{IV}]^{-1}[\bar{Z}^{III}] \quad (3.17)$$

Matrica  $Z^I$  – obuhvaća samo fazne vodiče,

Matrica  $Z^{II}$  – obuhvaća utjecaj zaštitnog užeta na fazne vodiče,

Matrica  $Z^{III}$  – obuhvaća utjecaj zaštitnog užeta na fazne vodiče,

Matrica  $Z^{IV}$  – obuhvaća samo zaštitno uže.

Ispisivanjem Carsonovih formula za svaki vodič, vezivanjem vodiča u snop, te izdvajanjem dozemne užadi dolazimo do sustava ekvivalentnih faznih vodiča. Za jednostruki vod to je matrica  $3 \times 3$ , a za dvostruki vod  $6 \times 6$ .

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} \bar{V}_a \\ \bar{V}_b \\ \bar{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} \\ \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} \\ \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{cb} & \bar{Z}_{cc} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix} = [\bar{Z}^{abc}] \times \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix}$$

Veza napona i naboja vodiča može se izraziti jednadžbom koja definira matricu potencijalnih koeficijenata:

$$[\bar{V}] = [P][\bar{Q}] \quad (3.17)$$

pri čemu su:

$[\bar{V}]$  – vektor napona vodiča

$[P]$  – matrica uzdužnih koeficijenata

$[\bar{Q}]$  – vektor naboja na vodičima

Vrijedi ponovno da je matrica potencijalnih koeficijenata reda  $n+m$ , gdje  $n$  i  $m$  imaju već ranije opisano značenje. Matrica  $[P]$  je realna kvadratna simetrična matrica, čiji se članovi jednostavno određuju iz geometrije stupa i podataka o vodičima i zaštitnim užetima.

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \vdots \\ \bar{V}_n \\ \vdots \\ \bar{V}_{n+m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & \cdots & P_{1n} & \cdots & P_{1(n+m)} \\ P_{21} & P_{22} & \cdots & P_{2n} & \cdots & P_{2(n+m)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{n1} & P_{n2} & \cdots & P_{nn} & \cdots & P_{n(n+m)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{(n+m)1} & P_{(n+m)2} & \cdots & P_{(n+m)n} & \cdots & P_{(n+m)(n+m)} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \bar{Q}_1 \\ \bar{Q}_2 \\ \vdots \\ \bar{Q}_n \\ \vdots \\ \bar{Q}_{n+m} \end{bmatrix}$$

Pojedini članovi matrice potencijalnih koeficijenata za vodiče određuju se formulama:

$$P_{ii} = 18 \cdot 10^6 \ln \frac{H_{ii}}{D_{sc}} \text{ za vodiče} \quad (3.18)$$

$$P_{ii} = 18 \cdot 10^6 \ln \frac{H_{ii}}{D_{gc}} \text{ za vzaštitno uže} \quad (3.19)$$

$$P_{ij} = 18 \cdot 10^6 \ln \frac{H_{ij}}{D_{ij}} \text{ vandijagonalni članovi matrice} \quad (3.20)$$

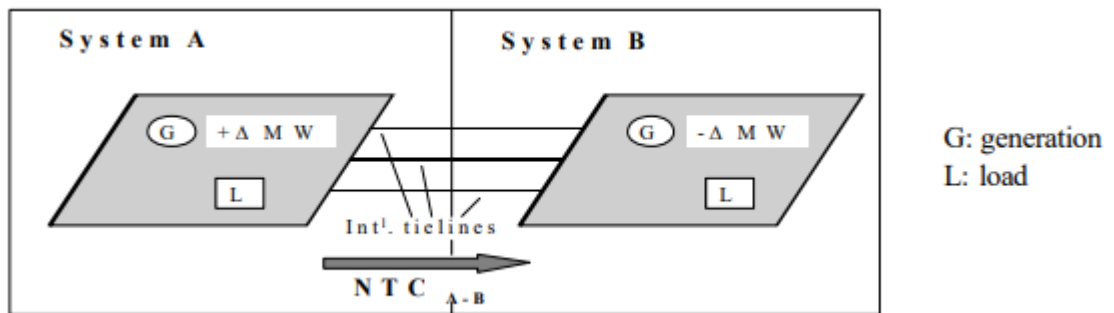
Eliminacijom zaštitnog užeta primjenom blok–transformacija dobiva se matrica šestog stupnja iz koje se inverzijom, kao što je napravljeno za matricu uzdužnih impedancija određuje matrica kapacitivnih koeficijenata  $[K]$ . Množenjem s  $j\omega$  (kružnom frekvencijom) dobije se matrica kapacitivnih susceptancija  $[B]$ . U slučaju prepletenog voda primjenjuje se postupak



simetriranja. Množenjem matrice poprečnih susceptancija s matricom transformacije i njezinom inverznom matricama dobiva se, slično kao i za uzdužne impedancije, matrica simetričnih komponenti poprečnih admintacija voda.

#### 3.2.1.4 Određivanje kapaciteta u prijenosnoj mreži

Određivanja kapaciteta prijenosne mreže glavna su pitanja prilikom planiranja i vođenja prijenosne mreže i ujedno iznimno važna podloga za planiranje razvoja prijenosne mreže. Postoji više izračuna metoda kapaciteta prijenosne mreže od kojih NTC (engl. *Net Transfer Capacity*) i TTC (engl. *Total Transfer Capacity*) izračun smatramo dominantnim i koristit će se u daljnjim razmatranjima [60]. Izračun kapaciteta prijenosne mreže obuhvaća tri koraka i način izračuna prikazan je na slici 3.5.



Slika 3.5: Jednostavan prikaz izračuna kapaciteta prijenosne mreže između dva prijenosna sustava [60]

Prvi korak izračuna je određivanje TTC-a, gdje se izračunava kapacitet prijenosnog sustava sve dok nisu narušeni sljedeći uvjeti u prijenosnoj mreži:

- Termička stabilnost – odnosi se na određivanje maksimalne struje za dalekovode i transformatore u pogonu. Uslijed većih struja iznad maksimalne vrijednosti na elementima prijenosne mreže može doći do strukturnih/mehaničkih oštećenja opreme i narušavanja sigurnosnih udaljenosti.
- Naponska stabilnost – napon se mora zadržavati u sigurnosnim granicama kako bi sustav bio stabilan tj. zadržati odgovarajuću kvalitetu opskrbe el. energije kako ne bi došlo do pada napona i posljedično raspada sustava.
- Stabilnost sustava – u elektroenergetskim sustavima postoji određena dinamika uslijed potrebe da elektrane u prijenosnom sustavu zadovolje potrošnju. Uslijed toga dolazi do mehaničke, električne i magnetske interakcije zbog dinamičkog ponašanja navedenog procesa.

Svaka elektrana posjeduje svoja fizikalna svojstva pojedinih komponenti. Zbog narušavanja pojedinih granica navedenih komponenti može doći do značajnih oscilacija snage, napona i frekvencije u elektroenergetskom sustavu i djelomičnog ili potpunog raspada sustava. Takve oscilacije treba strogo izbjegavati ili upravljati unutar prihvatljivog opsega.

U izračunu TTC-a uzimaju se u obzir navedena sigurnosna ograničenja te se određuje maksimalna razmjena snage koju je moguće ostvariti između sustava A i B. Za određivanje iznosa potrebno je konfigurirati mreže, početne uvjete za iznos tereta i proizvodnje po čvorištima. Izračunom tokova snaga simulira se razmjena na granici sustava A i B na način da se mijenja iznos tereta i proizvodnje u sustavima A i B. Proračuni se prekidaju kada dođe do opterećenja pojedinog elementa prijenosne mreže u sustavu A ili B. Tako dobivene vrijednosti uzimaju se kao maksimalne vrijednosti proizvodnje koje je moguće razmijeniti na sučelje između dvaju sustava, a da ne dođe do mrežnih ograničenja ni u jednom sustavu.

Drugi korak izračuna je određivanje TRM-a (engl. *Transmission Reliability Margin*). TRM pokriva prognozirane nesigurnosti protoka električne energije zbog nesavršenih podataka tržišta (kupovina kapaciteta na granicama) i neočekivanih događaja u stvarnom vremenu. Zbog nesigurnosti nekih parametara u prijenosnoj mreži, kao i nesigurnosti prekograničnih tokova mogući su neočekivani događaji u stvarnom vremenu. Procjenu iznosa TRM-a određuju OPS-ovi prema povijesnim iskustvima ili koristeći statističke metode.

U trećem se koraku određuje NTC koristeći sljedeći izraz:

$$NTC = TTC - TRM \quad (3.21)$$

Dobivena vrijednost NTC-a predstavlja očekivanu maksimalnu razmjenu koju je moguće postići na sučelju između dvaju sustava, a da se pritom ne ugrožavaju pojedini elementi mreže ni u jednom sustavu.

Izračun kapaciteta u prijenosnoj mreži primjenjuje gore opisani proces i uključuje dodatna dva procesa unutar sustava A. Izračunima se dodatno određuju slabe točke u prijenosnoj mreži i određuje kapacitet prijenosne mreže za svaku naponsku razinu. Kapacitet za svaku naponsku razinu određuje se kao zbroj kapaciteta svakog dalekovoda. Kapacitet prijenosne mreže predstavlja maksimalni teoretski mogući prijenos el. energije i opisuje učinkovitost i karakter za svaku naponsku razinu. Za izračun kapaciteta svake naponske razine koristimo sljedeće izraze:

$$C_{110 \text{ kV}} = \frac{\sum_i^n \frac{P_{\text{flow}_i}}{P_{\text{TTC}_i}}}{n} [\%], C_{110 \text{ kV}} = \frac{\sum_i^n \frac{P_{\text{flow}_i}}{P_{\text{TTC}_i}}}{n} [\%], C_{110 \text{ kV}} = \frac{\sum_i^n \frac{P_{\text{flow}_i}}{P_{\text{TTC}_i}}}{n} [\%] \quad (3.22)$$

$$C_{\text{mreže}} = C_{110 \text{ kV}} + C_{220 \text{ kV}} + C_{400 \text{ kV}} \quad [\%] \quad (3.23)$$

Na temelju provedenih izračuna tokova napraviti će se proračun gubitaka u prijenosnoj mreži koji uključuje određivanje gubitaka za svaki DV na temelju povijesnih mjerenja koja su dostupna iz više mjernih izvora. Poseban naglasak stavit će se na određivanje gubitaka na dalekovodima od 220 i 400 kV jer za navedene naponske razine postoje gubici korone i gubici curenja koji u određenim vremenskim prilikama mogu biti značajnog iznosa. Način određivanja spomenutih gubitaka bit će zasebno obrađen u nastavku disertacije.

### 3.2.1.5 Određivanje provjesa vodiča

Pri mehaničkom proračunu vršimo usklađivanje mehaničkog naprezanja u vodičima i njegova provjesa. Pri tome provjesi i naprezanja u vodičima ne smiju prekoračiti dozvoljenu granicu pri ekstremnim klimatskim uvjetima. Pretpostavke koje se uzimaju pri mehaničkom proračunu vodiča:

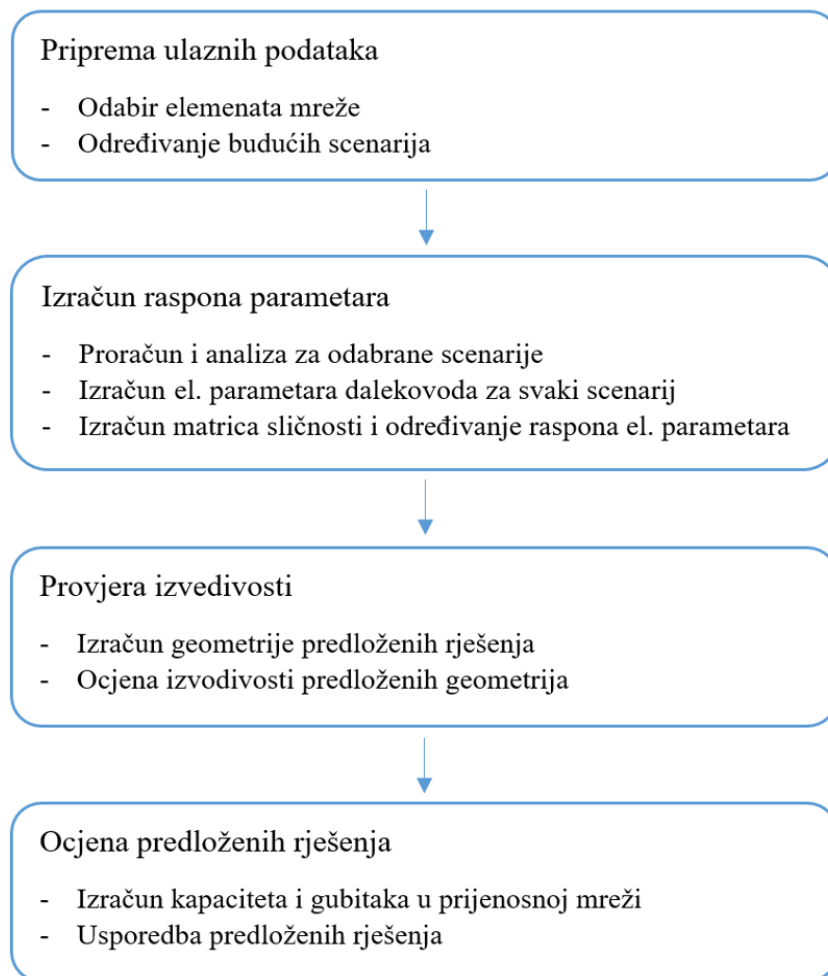
- 1) točke ovjesišta i duljina raspona je točno definirana;
- 2) vodič je homogen;
- 3) vodič je potpuno gibak;
- 4) dodatno opterećenje je cijelom duljinom voda jednolično;
- 5) vlastita težina voda i dodatno opterećenje orijentirano je vertikalno prema dolje, a smjer vjetra je vodoravan, odnosno sila vjetra je okomita na smjer težine voda.

U inženjerskom projektiranju nadzemnog voda koristi se približni proračun u kojem se krivulja provjesa nadomješta parabolom uslijed jednostavnosti proračuna, a pruža dovoljno točan rezultat za sigurnu izgradnju dalekovoda. Obično se računa s horizontalnim naprežanjem (naprežanje u najnižoj točki vodiča), ali se mora voditi računa i o naprežanju u ovjesištu, koje je veće. U proračunu veliku ulogu ima temperatura vodiča i zaštitnog užeta. Pri mehaničkom proračunu vrijede temperaturni opsezi koji su između  $-20 \text{ }^{\circ}\text{C}$  i  $+40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , a smatra se da dodatni zimski teret nastaje pri  $-5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Pri određivanju sigurnosnih visina za postojeće dalekovode i odabira HTLS vodiča napraviti će se provjera sigurnosnih visina i dodatni proračuni za temperaturne opsege i dodatni zimski teret kako bi se odredila vrijednost provjesa za predložene investicije.

### 3.2.2. Izračun raspona parametara

Nakon što se utvrdilo koje dio prijenosne mreže ima povećane tokove i za koji dalekovod se predlažu povećanja prijenosnog kapaciteta pristupa se drugom koraku algoritma gdje se određuje raspona el. parametara za navedene dalekovode. Primjena HTLS vodiča i/ili kompaktiranih dalekovoda nameće se kao glavni izbor i ujedno najčešće rješenje za navedene probleme. Na slici 3.6 prikazan je dijagram toka koji je podijeljen u 4 cjeline koje opisuju korake određivanja i analize predloženih investicija.



Slika 3.6: Dijagram toka predložene metodologije određivanja raspona parametara

#### a) Priprema ulaznih podataka i scenarija

Odabrani elementi mreže određeni su analizom opisanom u prethodnom poglavlju. Za odabrane elemente mreže odredit će se scenariji za analizu kako bi se mogli odrediti parametri u realnijim uvjetima prijenosne mreže. Pri odabiru scenarija uzimat će se u obzir povijesna kretanja/ostvarenja gubitaka, opterećenja, tranzita i uvjeta proizvodnje, uključujući proizvodnju

iz obnovljivih izvora energije. Polazeći od cijelog jednogodišnjeg skupa od 8760 satnih procesa, odabir scenarija podijeljen je u tri koraka. Slika 3.7 prikazuje princip pronalaska skupa scenarija koji predstavljaju cijelu godinu.

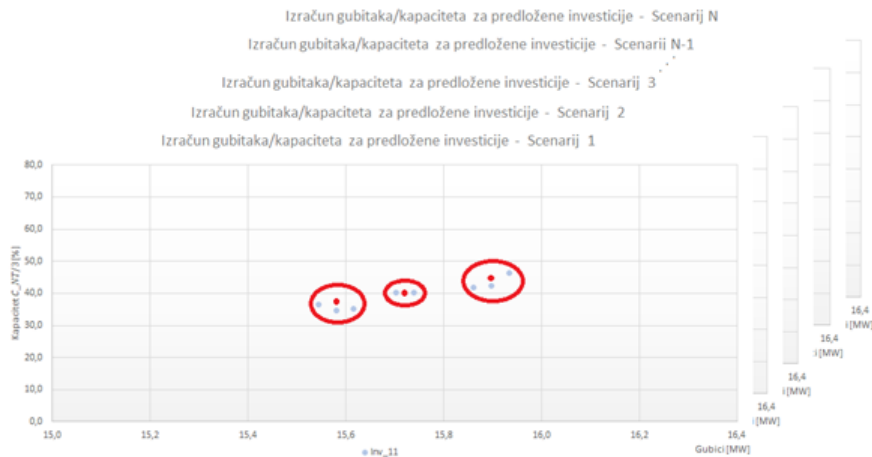


Slika 3.7: Pristup odabiru modela (scenarija)

Smatra se da različiti scenariji predstavljaju širok spektar stanja u EES-u s različitim uvjetima opterećenja i proizvodnje, uključujući i razmjenu sa susjednim EES-ima. Pristup određivanju broja scenarija zasnovan je na algoritmu grupiranja uzimajući u obzir 8760 stvarnih scenarija u jednogodišnjoj satnoj razdiobi u svrhu bržeg izvođenja analiza i posljedično smanjenja broja scenarija. Konačni broj odabranih scenarija prihvatljivog je iznosa radi boljeg razumijevanja i praćenja sadašnjeg stanja i analiza. Zadržavajući odgovarajuće stanje EES-a u stvarnom vremenu dobiven je realan prikaz uz stvarnu raspodjelu opterećenja po TS, razmjenu sa susjednim EES-ima i proizvodnju koja predstavlja širok raspon uvjeta. Odabir scenarija na kojim će se provesti analize nije ograničen isključivo na normalan rad sustava. Za svaki odabrani scenarij razmatralo se više varijanti, uključujući scenarije s punom i djelomičnom dostupnošću pojedinih elemenata mreže. Detaljan odabir scenarija na kojima će se napraviti analiza predloženih kompaktiranih dalekovoda i HTLS vodiča iznesen je u poglavlju 5.

#### b) Izračun raspona parametara

Izračun raspona parametara vrši se na odabranim scenarijima na način da se provedu proračuni tokova snaga. Za kritična mjesta u prijenosnoj mreži predlažu se tipska tehnička rješenja u svrhu povećanja prijenosnog kapaciteta (povećanje kapaciteta dalekovoda) primjenjujući HTLS uzad i/ili kompaktiranje postojećih dalekovoda. Broj mogućih rješenja nije ograničen, ali se u razmatranje uzimaju opcije koje su realno primjenjive. Nakon odabira mogućih rješenja za svaki scenarij se radi izračun i određuje se jesu li zadovoljeni sigurnosni uvjeti u pogonu, utjecaj na kapacitet prijenosne mreže i gubitke u prijenosnoj mreži kao što je prikazano na slici 3.8.



Slika 3.8: Odabir kombinacije kandidata za svaki scenarij pojedinačno

Nakon provedenih izračuna tokova snaga pristupa se određivanju jedinstvenog rješenja tj. odabiru parametara na temelju indikatora o kretanju gubitaka u prijenosnoj mreži i kapaciteta prijenosne mreže. Na temelju navedenih indikatora u petom poglavlju razmotrit će se primjena kompaktiranja i HTLS vodiča za razne slučajeve u prijenosnoj mreži.

### c) Provjera izvedivosti i rangiranje

U sklopu provjere dijela izvedivosti dalekovoda sa zadanim tehničkim parametrima potrebno je provesti/izraditi projektantska rješenja kojima će se proučiti relevantna mehanička i električna svojstva dalekovoda. Mehaničke provjere uključuju proračune/provjeru sigurnosne visine (maksimalni provjes) pri traženom opterećenju (ambijentalni uvjeti i iznosi dodatnog tereta odgovaraju vrijednostima koje se uobičajeno koriste pri projektiranju klasičnih dalekovoda) i provjeru mehaničkog opterećenja ovjesne opreme, konzola u glavi stupa i samoga stupa.

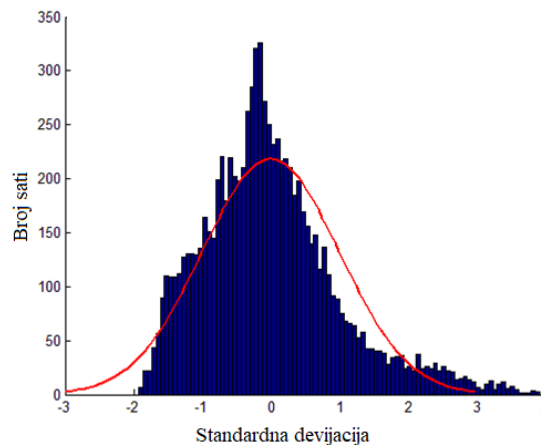
Električne provjere dimenzioniranja dalekovoda podrazumijevaju utvrđivanje dielektričnih svojstava, što u prvom redu podrazumijeva izračun izolacijskih razmaka među vodičima kao i između vodiča i uzemljenog dijelova stupa. Pritom treba uzeti u obzir pogonske prilike kako u stacionarnim tako i u tranzijentnim stanjima. Potrebno je odrediti izolacijski nivo razmatranog dalekovoda na temelju električnih prilika u prijenosnoj mreži. U skladu s međunarodnim standardima za koordinaciju izolacije IEC 60071 odredit će se minimalne zračne udaljenosti između vodič-vodič i vodič-uzemljeni dio stupa. Napravit će se provjera osnovnih parametara odabranih glava stupova te utjecaja električnog polja na pojedine komponente dalekovoda (vodič, ovjesna oprema i izolatori) i izračun EM polja u neposrednoj

blizini dalekovoda. Svi proračuni predviđaju provjeru parametara klasičnim projektantskim postupcima i kroz primjenu metode konačnih elemenata potrebna dodatna razmatranja za primjenu kompaktiranja i HTLS vodiča.

d) Analiza predloženih rješenja i ocjena investicije u prijenosnu mrežu

Za tako odabrana rješenja napraviti će se analiza utjecaja u prijenosnoj mreži uzimajući u obzir prognoze proizvodnje, opterećenja i uvoza/izvoza. Kako je već prije prikazano, odabir scenarija za analize u prijenosnoj mreži može se opisati kao funkcija ovisnosti o teretu. Nesigurnost u prognozi opterećenja može uzrokovati pogreške u procjeni tehničkih i ekonomskih koristi ostvarenih od predloženih/implementiranih investicija.

Rast opterećenja elektroenergetskog sustava obično je vjerojatan i najprimjenjiviji model za provođenje ocjene investicija u prijenosnu mrežu i planiranja razvoja prijenosne mreže. Prilikom planiranja povećanja kapaciteta prijenosne mreže koristi se uobičajeni model distribucije za predviđanje opterećenja sustava. Takav model ima svoje prednosti i često se primjenjuje prilikom planiranja. Na slici 3.9 prikazana je razlika između stvarnog opterećenja prijenosnog sustava i normalne raspodjele [61]. Vidljivo je da postoje manja odstupanja koja se mogu uzeti u obzir u budućim predviđanjima, te je poželjno uzeti u obzir povijesna ostvarenja radi boljeg razumijevanja kretanja opterećenja.



Slika 3.9: Opterećenje prijenosnog sustava [61]

Pretpostavka o jednakom rastu opterećenja tokom godina prikladna je za modeliranje dinamičkog rasta opterećenja. Očekuje se da će većinu vremena opterećenje na dalekovodima pratiti opterećenje sustava. Stoga, kako bi se udovoljilo zahtjevima prijenosnog sustava, rekonstrukciju dalekovoda trebalo bi izvesti u zadanim rokovima. Slično tome, rekonstrukcija dalekovoda koji nisu uvjetovani (priključak novih elektrana, povećanje tereta, povećanje

tranzita i sl.) izvodi se ovisno o tome kada bi se rekonstrukcijom opravdala investicija kroz smanjenje operativnih troškova sustava. Za izračun smanjenja gubitaka prijenosnog sustava koristi se funkcija gustoće vjerojatnosti rasta opterećenja sustava te se za svaki rekonstruirani dalekovod očekivano smanjenje gubitaka računa na sljedeći način:

$$CR_i = \int_{-\infty}^{\infty} c_i(x) f(x) dx \quad (3.24)$$

pri čemu je  $CR_i$  očekivano smanjenje djelatnih gubitaka za dalekovod  $i$ ,  $c_i(x)$  funkcija smanjenja djelatnih gubitaka za dalekovod za razmatrano opterećenje sustava,  $f(x)$  funkcija gustoće vjerojatnosti opterećenja sustava, pri čemu je  $x$  opterećenje cijelog sustava. Radi jednostavnosti izračuna, funkcija smanjenja gubitaka izražava se kao linearna funkcija u dijelovima. To se može dobiti izračunavanjem smanjenja gubitaka za različita opterećenja u sustavu. Za tako dobivene izračune gubitaka napraviti će se ocjena predloženih investicija.

### 3.3. **Moguće barijere u planiranju prilikom implementacije razmatranih tehnologija**

Postupak planiranja razvoja prijenosne mreže koji uzima u obzir vrijeme pripreme i izgradnje objekata u prijenosnoj mreži traži inicijalno postavljanje dugoročnih ciljeva. S obzirom na nastalu situaciju, gdje je planiranje dugoročno i sporo, a zahtjevi za priključenjem OIE-a i potrošnja rapidno rastu, javlja se potreba za novim energetske pravcima. Najveći se problem javlja u gusto naseljenim područjima i područjima s velikom proizvodnjom, gdje često dolazi do zagušenja postojećih pravaca. Investicije u prijenosnu mrežu nisu nikad bile manje, tako se vjeruje da je u zadnjih 20 godina uloženo najmanje novca u prijenosnu mrežu i većina opreme je stara i smanjuje joj se raspoloživost i pouzdanost. Povećanje kapaciteta postojećeg dalekovoda najčešće je moguće prelaskom na višu naponsku razinu, međutim sve stroži zakonski propisi primjenjivi na gradnju novog ili rekonstrukciju postojećeg dalekovoda kompleksniji su nego prije nekoliko desetljeća, pa investitori pri gradnji novog/rekonstrukciji postojećeg dalekovoda moraju posebno obratiti pozornost na:

1. Javno mnijenje u pogledu utjecaja dalekovoda na stanovništvo i okoliš

U današnje vrijeme u planiranju izgradnje ili rekonstrukcije dalekovoda mnogo se više pažnje pridaje interakciji s javnošću. Vizualni utjecaj, EM polja i buka od dalekovoda glavni su utjecaji na svakodnevni život, pa se ti parametri uzimaju kao smjernice za izgradnju ili rekonstrukciju dalekovoda.



## 2. Zakonski i tehnički normativi

Nizom zakonskih i tehničkih akata zahtjevi su strože definirani u odnosu na prijašnje vrijeme gradnje. Preporučeni iznosi EM polja ispod dalekovoda i širina koridora s obzirom na naponsku razinu zahtijevaju primjenu nove tehnologije prilikom odabira konstrukcija dalekovoda u svrhu zadovoljenja propisa.

## 3. Troškovi izgradnje i zauzimanje prostora

Trošak izgradnje novog dalekovoda izuzetno je velika investicija zbog cijena trase dalekovoda, pogotovo ako trasa dalekovoda prolazi područjima u blizini gradova. Za postojeće dalekovode također je teško proširiti trasu dalekovoda ako se nalaze u gusto naseljenom području, pa je zapravo jedini način zadržavanje postojeće širine trase primjenom kompaktiranja i/ili ugradnja HTLS vodiča, a da se na zauzima veći prostor.

## 4. ANALIZA GUBITAKA U PRIJENOSNOJ MREŽI

U ovom poglavlju će se predstaviti načini određivanja gubitaka u prijenosnoj mreži. Da bi to bilo moguće potrebno je razumjeti kako nastaju gubici u prijenosnoj mreži i načini kako se mjere, pohranjuju i analiziraju električne veličine. Svrha određivanja gubitaka služi prvenstveno radi određivanja financijskog troška, ali ujedno je i pokazatelj efikasnosti prijenosne mreže i pojedinih komponenti. U nastavku će se predstaviti načini izračuna gubitaka na prijenosnoj mreži i očekivani iznosi. Određivanje gubitaka je moguće s više aspekata i služi radi boljeg razumijevanja kretanja gubitaka kroz povijesna razdoblja i usporedbama s drugim prijenosnim sustavima.

Da bi navedene usporedbe bile moguće gubitke je nužno po kategorijama, elementima mreže i načinu na koji se određuju u prijenosnoj mreži. Kako se prijenosna mreža sastoji većim dijelom od dalekovoda i kako su transformatori iznimno učinkoviti električni uređaji većina gubitaka nastaje na dalekovodima. Omjer gubitaka na transformatorima i dalekovodima je 1:3-4 te je stoga veća pozornost posvećena razumijevanju i određivanju gubitaka na dalekovodima [62]. Da bi to moglo biti moguće potrebno je prikupiti mjerne podatke s različitih mjernih uređaja i povijesno sagledati mjerne podatke.

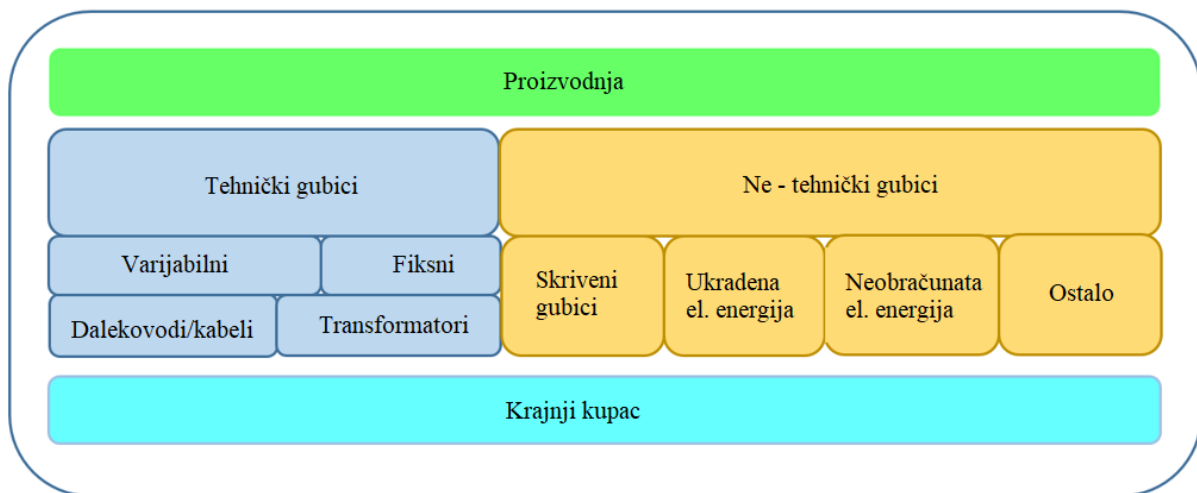
Osnovne funkcije programskog sustava su: prikupljanje, validiranje, pohrana i obrada mjernih podataka te sinkronizacija vremena mjernih uređaja. Nadzorne funkcije sustava otkrivaju poremećaje u prikupljanju i registraciji obračunskih mjernih podataka. Mjerni podaci (podaci o energiji odnosno snazi - nivo TS), odnosno mjernih mjesta objedinjuju se na nivou prijenosnih područja (PrP) HOPS-a u bazama podataka. S takvim pristupom moguće je provesti detaljnije analize i razumijevanja mjerenih podataka. U nastavku će se poseban naglasak staviti na prikupljanje i obradu mjernih podataka za 400 kV dalekovode, te su stoga korištena mjerenja s sinkrofazorskih mjernih uređaja (engl. *Phasor Measurement Unit* – PMU) u svrhu izračuna gubitaka.

Nakon prikupljenih podataka iz programskih sustava pristupilo se analizi mjerenih veličina za 110 kV, 220 kV i 400 kV dalekovode. Za većinu dalekovoda u prijenosnoj mreži su određeni gubici za podatke zadnjih 5 godina. Najveći izazov je bilo određivanje gubitaka na 400 kV dalekovodima gdje je u konačnici razvijena i zasebna metodologija određivanja gubitaka. Metodologija je uključivala izračun gubitaka za dan unaprijed na 400 kV dalekovodima gdje su predstavljeni očekivani gubici i izmjereni gubici [62]. Na temelju

provedenih analiza izračun gubitaka po dalekovodima korišten je za daljnje analize gubitaka u disertaciji.

#### 4.1. Gubici u prijenosnoj mreži

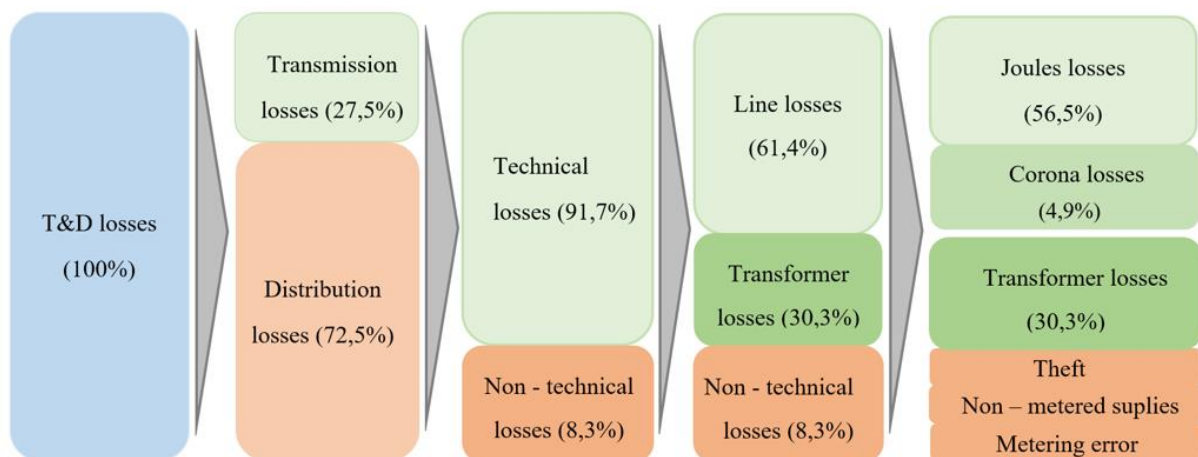
Prijenos električne energije od elektrana do krajnjih potrošača se vrši kroz elemente EES mreže koju ujedno dijelimo na prijenosnu i distributivnu mrežu. Glavni elementi kroz koje prolazi električna energija su dalekovodi/kabli i transformatori. Prijenosom električne energije kroz navedene elemente pojavljuju se gubici koji ovise o mnogim faktorima. Gubici se mogu podijeliti na tehničke i ne-tehničke, pri čemu su dominantna komponenta gubitaka tehnički gubici, tj. gubici uzrokovani prolaskom struje koji se posljedično pretvaraju u toplinsku energiju zbog otpora elementa mreže [63], [64]. Prisutni su i ne-tehnički gubici koji su dio isporučene energiji, ali nisu izmjereni ili obračunati i uglavnom se javljaju u distribucijskoj mreži. Za vlasnike prijenosne mreže smanjenje gubitaka ili barem održavanje na prihvatljivoj razini važno je s tehničkog, financijskog i ekološkog aspekta u procesu prijena električne energije [65]. Tipična kategorizacija gubitaka el. energije prikazana je na slici 4.1. gdje se mogu vidjeti različite kategorije ovisno o prioritetu u sustavu [62].



Slika 4.1: Osnovna podjela gubitaka el. energije u EES-u [62]

Gubici se također mogu podijeliti s obzirom na različite naponske razine, vlasničke odnose, način mjerenja i prikupljanja podataka. Spomenuta klasifikacija također je glavna razlika između prijenosne i distribucijske mreže. U prijenosnom sustavu dominantni gubici su tehnički i proporcionalni su struji kroz elemente mreže. Tehničke gubitke dijelimo na varijabilne koji su funkcija dnevnog kretanja opterećenja prijenosne mreže, dok fiksni gubici

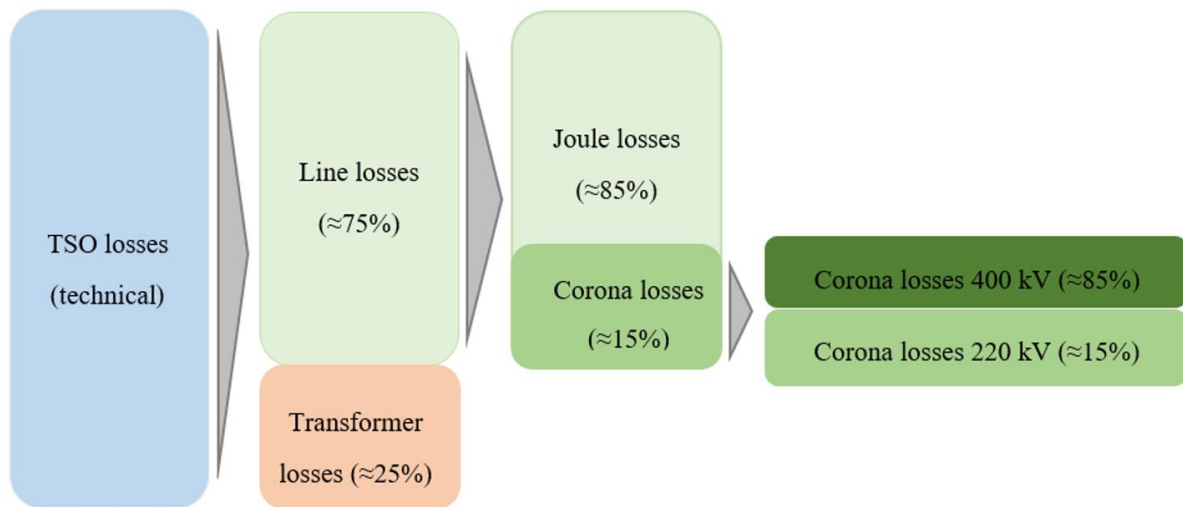
su stalni i ne ovise o prijenosu električne energije. Za prijenosni sustav čiji su elementi mreže na višim naponskim razinama očekuju se manji tehnički gubici u usporedbi s gubicima u distribucijskoj mreži. Također se očekuje da je manji broj mrežnih elemenata na istom geografskom području i manji broj transformacija pa je stoga moguće utvrditi gubitke iz izravnih mjerenja. Na slici 4.2 prikazani su gubici u prijenosnoj i distribucijskoj mreži i relativni iznosi po kategorijama [64]. Gubici u prijenosnoj mreži utvrđuju se izravnim mjerenjem. Najčešća metoda za izračunavanje gubitaka u prijenosnoj mreži je izračunavanje razlike između količina energije koja ulazi i izlazi iz prijenosnog sustava. Zbog različitih tehničkih ograničenja i ekonomskih razloga nemoguće je izmjeriti gubitke na svakom elementu u prijenosnom sustavu, tako da u stvarnosti postoje pojedinačna mjerenja samo na glavnim elementima ili skupini elemenata u prijenosnoj mreži. To ne znači da ne postoje mjerenja na svakom elementu u prijenosnom sustavu, ali kvaliteta i točnost mjerenja nisu dovoljni za određivanje pojedinačnih gubitaka [62]. Kao što je spomenuto prije, gubici u prijenosnoj mreži dominantno se javljaju na vodovima i transformatorima te će detaljnija analiza gubitke na vodovima i klasifikacija prema uzrocima nastanka bit glavni fokus prikazanih istraživanja u nastavku.



Slika 4.2: Iznos i podjela gubitaka s obzirom na vlasničku i tehničku strukturu i po elementima mreže [64]

Tehnički gubici u prijenosnoj mreži su dominantni (smatra se da ne-tehnički gubici nisu prisutni u prijenosnoj mreži) i odnose se na energiju pretvorenu u toplinu na dalekovodima i transformatorima. Budući da su tehnički gubici rezultat tehničkih karakteristika elemenata mreže, oni se mogu prilično precizno izmjeriti i procijeniti iz poznatih fizikalnih zakona, a njihov relativni iznos ovisi o dalekovodima koji su zastupljeni u prijenosnoj mreži s obzirom na naponsku razinu (110 kV, 220 kV i 400 kV). Iznos relativnih gubitaka transformatora također ovisi o tome tko je vlasnik transformatora. Uzimajući u obzir sve spomenuto, većina

gubitaka u prijenosnoj mreži nastaje na vodovima i oni su 3~4 puta veći od gubitaka na transformatorima kao što je prikazano na slici 4.3 [62].



Slika 4.3: Iznos i podjela gubitaka u prijenosnoj mreži [62]

Gubici na dalekovodima uglavnom su Joule-vi gubici zbog efekta zagrijavanja vodiča i proporcionalni su kvadratu struje koja prolazi kroz vodič. Da bi se smanjili gubici prilikom prijenosa električne energije na velike udaljenosti, električna energija se prenosi dalekovodima visokog i/ili izuzetno visokog nazivnog napona, koji se obično kreću od 110 kV do 750 kV za prijenosnu mrežu [7]. Uz Joule-ve gubitke na dalekovodima, javljaju se i gubici korone (ionizacija zrak u blizini vodiča) i gubici odvoda/curenja [66], [67]. Ti su gubici manje značajni i mogu se zanemariti na naponskim razinama ispod 230 kV [68]. Međutim, uslijed loših vremenskih uvjeta i za DV na višim naponskim nivoima (>230kV) oni značajno sudjeluju u ukupnim gubicima prijenosne mreže, a iznos gubitaka se prikazuje kao funkcija vremenskih uvjeta.

#### 4.2. Izračun gubitaka za dalekovode u prijenosnoj mreži

Gubici električne energije na dalekovodima uzrokovani su fizičkim učincima koji se opisuju poznatim fizikalnim zakonima. Postoji više metoda kako izračunati gubitke električne energije iz poznatih električnih parametara u sustavu ili ih eksperimentalno procijeniti na temelju izmjerenih podataka. Gubici na dalekovodu mogu se podijeliti na Joule gubitke, gubitke uslijed korone i gubitke na izolatorima. Radi lakšeg i bržeg proračuna gubitaka, dalekovod se može razmatrati sa simetričnim elementima i može se prikazati kao jedan element sa koncentriranim parametrima.

#### 4.2.1. Joule-vi gubici

Većina gubitaka na dalekovodima uglavnom su Joule-vi gubici ( $\approx 85\%$ ), kao što je prikazano slikom 4.3. Joule-vi gubici nastaju povećanjem otpora vodiča uslijed zagrijavanja uzrokovanog protokom struje kroz vodič. Ukupni gubici izravno ovise o kvadratu struje koja prolazi kroz vodič, pa stoga gubici na dalekovodima u prijenosu mogu iznositi  $\approx 2-3\%$  (ovisno o duljini dalekovoda). Joule-vi gubici se izračunavaju prema formuli 4.1 [62]:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot \left[ \frac{\sqrt{P_1^2 + \left(Q_1 - \frac{U_1^2 \cdot B}{2} \cdot 10^{-6}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_1} \right]^2 \quad [MW] \quad (4.1)$$

$\Delta P$  – Joule-vi gubici [MW],

$P_1$  – radna snaga na početku dalekovoda [MW],

$Q_1$  – jalova snaga na početku dalekovoda [Mvar],

$U_1$  – napon na početku dalekovoda [kV],

$R$  – djelatni otpor dalekovoda [ $\Omega$ ],

$B$  – susceptancija dalekovoda [ $\mu S$ ].

#### 4.2.2. Gubici korone

Gubici korone nastaju kada je napon na vodičima dalekovoda veći od kritične vrijednosti električnog polja zraka (slom dielektrične čvrstoće zraka). Zbog toga se zrak ionizira i dolazi do gubitka energije. Količina gubitka energije može se razlikovati zasebno za pojedini slučaj i ovisi o geometriji dalekovoda, presjeku i broju vodiča u snopu, zemljopisnom položaju (nadmorskoj visini), stanju atmosfere itd. Određivanje gubitaka korone provodi se uglavnom eksperimentalno, a vrijednosti se određuju na izmjerenim podacima. Prema formuli od J.J. Clade i C. H. Gary moguće je izračunati gubitak korone ovisno o tipu i geometriji vodiča. Izračun je ograničen skupom parametara, ali zadovoljava izračune za frekvencije od 50 do 60 Hz [69]:

$$P_{kor} = 0,433(Nr\beta)^2 \cdot \frac{\ln \frac{350}{GMR} \cdot \ln \frac{\alpha}{GMR}}{\ln \frac{350}{\alpha}} \cdot P_n \left( \frac{W}{m} \right) \quad (4.2)$$

gdje su:

$N$  – broj vodiča

$r$  – radijus vodiča [cm]

$\beta = 1 + \frac{0,3}{\sqrt{r}}$  - Peeks faktor

GMR – nadomjesni radijus

za  $N = 1 \Rightarrow GMR = r$

za  $N \neq 1 \Rightarrow GMR = \sqrt[N]{N \cdot r \cdot A^{N-1}}$

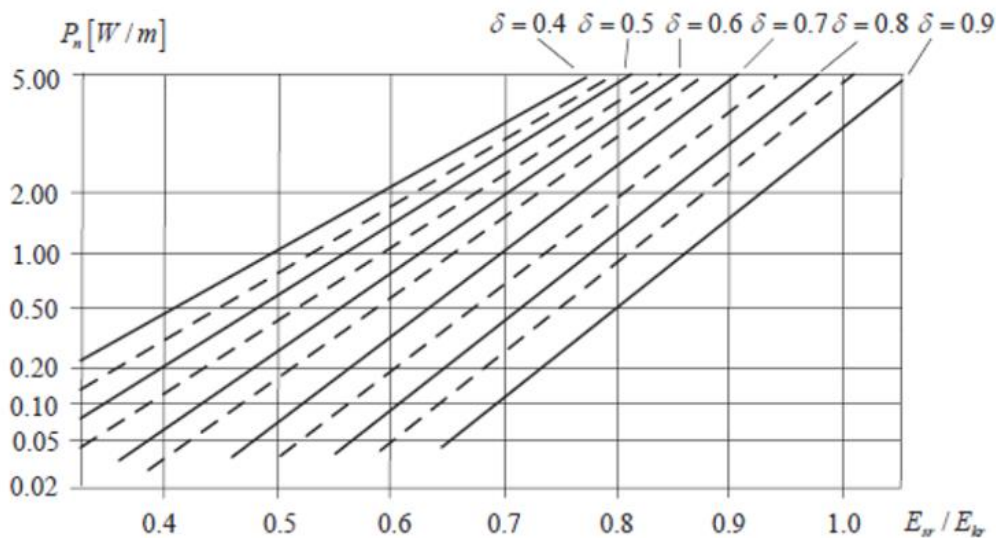
$A$  – radijus vodiča u snopu

$\alpha$  – srednja udaljenost prostornog naboja od središta snopa

for  $N = 1 \Rightarrow \alpha = 18\sqrt{r}$

for  $N \neq 1 \Rightarrow \alpha = 18\sqrt{Nr + 4}$

$P_n$  – faktor (određuje se na temelju dijagrama ovisnosti gubitka snage i električnog polja)



Slika 4.4:  $P_n$  - dijagrama ovisnosti električnih gubitaka i električnog polja [69]

#### 4.2.3. Gubici odvoda

Gubici na izolatorima tj. struja curenja izolatora na dalekovodu nije velika tijekom suhog vremena, posebno na novim dalekovodima. S druge strane, na starijim vodovima i tamo gdje je zagađenje atmosfere duž koridora dalekovoda značajno, potrebna je posebna pažnja

zbog činjenice da izolacija postaje nesavršena i postaje vrlo osjetljiva na vremenske uvjete. U tim je slučajevima potrebno izračunati moguće iznose gubitaka na izolacijskim lancima pri izračunavanju ukupnih gubitaka [70], [71]. Prema formuli 4.3 moguće je izračunati gubitke na izolatorima ovisno o vremenskim uvjetima [72].

$$P_{iso} = \left(\frac{U}{\sqrt{3}}\right)^2 \frac{n_p}{R_{iso}} (W/km) \quad (4.3)$$

U – napon dalekovoda;

$n_p$  – broj izolatora po kilometru;

$R_{iso}$  – otpor izolatorskog lanca za lijepog vremena.

Gubici na izolatorima su proporcionalni kvadratu napona dalekovoda stoga za 400 kV dalekovode gubicu su 3,24 puta veći od gubitaka na 220 kV naponskom nivou.

#### 4.2.4. Očekivani gubici korone i odvoda za 400 kV dalekovode

Usporedbe gubitaka korone zbog različitih vremenskih uvjeta prikazane su u tablici, gdje se vidi da zbog lošeg vremena za 400 kV dalekovode iznosi korone imaju značajan utjecaj na ukupne gubitke. U tablici 4.1 predstavljen je iznos gubitaka za različite vremenske uvjete i konfiguracije vodiča ovisno o vremenskim uvjetima [62], [73].

Tablica 4.1: Gubici korone za različite vremenske uvijete [62]

Vremenski uvjeti	Gubici korone (kW/km)		
	220 kV		400 kV
	1 vodič u snopu	2 vodiča u snopu	3 vodiča u snopu
1. Suho	0,2	0,66	0,17
2. Kiša	-	28,1	7,6
3. Inje/mraz na vodiču	-	34,5	13,5

Budući da se 400 kV prijenosna mreža proteže diljem zemlje s različitim konfiguracijama terena i s obzirom na konfiguraciju prijenosa mreže, provedena je zasebna analiza za svaki dalekovod na temelju povijesnih podataka. S obzirom na karakteristična godišnja razdoblja u godini i sukladno vremenskim uvjetima, provedene su odvojene analize za zimsko i ljetno razdoblje.

Provedenom analizom zaključeno je da postoji značajna razlika između očekivanih gubitaka i gubitaka za vrijeme ljetnog i zimskog razdoblja. Budući da se postavke mjernih uređaja i ostale opreme nisu promijenile, zaključeno je da je glavni uzrok utjecaj vremenskih



prilika. Kako bi se uspješno utvrdila učinkovitost/efikasnost dalekovoda iz izmjerenih podataka napravljena je usporedba s literaturom i očekivanim gubicima uzimajući u obzir tehničke karakteristike vodova 400 kV.

Prema dosadašnjim dostupnim istraživanjima, očekivani iznosi za gubitke na izolacijskim lancima prikazani su u tablici 4.2 [72].

Tablica 4.2: Gubici odvoda uslijed različitih vremenskih uvjeta [72]

<i>Vremenski uvjeti</i>	<i>Gubici odvoda (W)</i>	
	<i>220 kV</i>	<i>400 kV</i>
1. <i>Suho</i>	<i>0,1</i>	<i>0,3</i>
2. <i>Magla</i>	<i>0,15</i>	<i>0,5</i>
3. <i>Snijeg ispod 0°C</i>	<i>0,25</i>	<i>0,8</i>
4. <i>Jaka kiša</i>	<i>1</i>	<i>3,2</i>
5. <i>Jaka kontinuirana kiša</i>	<i>1,1</i>	<i>3,6</i>
6. <i>Nevrijeme</i>	<i>1,5</i>	<i>4,9</i>
7. <i>Kiša s snijegom</i>	<i>2,2</i>	<i>7,1</i>

Za promatrane 400 kV dalekovode ukupni gubici tijekom ledene kiše i snijega mogu se povećati za 5 MW/100 km. Glavnina gubitaka nastaje uglavnom zbog gubitaka korone te iznose oko 4 MW/100 km, dok su gubici odvoda približno 1 MW/100 km [62], [70].

#### 4.3. Prikupljanje i obrada mjernih podataka

Da bi bilo moguće praćenje i izračunavanje gubitaka za svaki dalekovod u prijenosnoj mreži, potrebno je razviti sustav s poznavanjem osnovnih tehničkih značajki mjerenja i gore predstavljenih izračuna gubitaka. Glavni dio predloženog sustava su:

- izmjereno opterećenje dalekovoda,
- povijesni podaci tokova na dalekovodima,
- usporedba izračuna i izmjerenih podataka,
- praćenje učinkovitosti dalekovoda kroz povijest,
- povijesni vremenski uvjeti;

i izračunavanje gubitaka iz povijesnih podataka koji sadrže:

- povijesni podatke za svaki dalekovod zasebno,
- analiza izmjerenih podataka i statističke pogreške te otkrivanje pogrešaka mjerenja,
- izmjereni i izračunati/procijenjeni podaci na mreži iz povijesnih podataka, ovisno o vremenskim uvjetima.

Gore navedeni podaci omogućuju provedbu analiza u svrhu razumijevanje gubitaka na dalekovodima. Da bi bilo moguće provesti navedene analize koristi se izmjereni podaci iz brojlara električne energije, SCADA-e i PMU uređaja. Detaljniji opis načina prikupljanja mjernih podataka i obrade dan je u nastavku.

#### 4.3.1. Sustav za prikupljanje mjernih podataka

Postojeći sustav za prikupljanje izmjerenih podataka u prijenosnoj mreži su iz različitih uređaja koji su povezani na mjerene transformatore (struje i napona). Na navedene mjerne uređaje priključeni su različiti uređaji koji su namijenjeni praćenju glavnih električnih vrijednosti. Sustavi koji mjere i prikupljaju električne podatke i njihove glavne značajke navedeni su u tablici 4.3 [62]

Tablica 4.3: Glavne karakteristike mjernih sustava

	Učestalost uzorkovanja	Točnost	Trend	Napomena	Prioritet izvora
Brojlara električne energije	Kontinuirano mjerenje električne energije	NMT 0,2 SMT 0,2		Točan izračun unutar promatranog intervala (15 min. i više)	Primarni izvor podataka
SCADA	Kontinuirano mjerenje električnih veličina i topologije mreže (P, Q, U, I, f)	NMT 0.5 SMT 0.5 i 5P30	Relativno točan izračun u promatranom interval. Mogućnost praćenja trenda u promatranom interval.	Relativno točan izračun unutar promatranog intervala (1 sec i više)	Primarni izvor za vođenje sustava. Sekundarni izvor za DWH
PMU uređaj (mjerenje snage)	Svaki 20 ms	NMT 0.5 SMT 0.5 i 5P30	Točan izračun u promatranom interval. Mogućnost praćenja trenda u promatranom intervalu	Točno mjerenje u promatranom intervalu	Ne koristi se u DWH

#### *Brojlara električne energije*

Brojlara električne energije unutar postojećeg mjernog sustava spojena su na dva načina. Starija vrsta brojilara su spojena na registrator podataka (FAG) preko impulsnih ulaza ili

komunikacijskim putem. Dio najmodernijih brojila ima mogućnost direktnog komuniciranja s poslužiteljem. Podaci iz FAG-ova (podaci o energiji odnosno snazi - nivo TS), odnosno mjernih mjesta objedinjavaju se na nivou prijenosnih područja (PrP) HOPS-a u bazama podataka. Osnovne funkcije programskog sustava su: prikupljanje, validiranje, pohrana i obrada obračunskih mjernih podataka te sinkronizacija vremena mjernih uređaja. Nadzorne funkcije sustava otkrivaju poremećaje u prikupljanju i registraciji obračunskih mjernih podataka.

### *SCADA*

Osnovne funkcije SCADA sustava uključuju prikupljanje mjernih podataka, daljinsko upravljanje, vođenje sustava, analizu podataka, izvještavanje itd. Ove funkcije su neophodne za prijenos električne energije i vođenje prijenosnog sustav uz što veći stupanj sigurnosti/pouzdanosti i automatizacije. Za potrebe izračuna električnih mjernih veličina na dalekovodima koristi se izvjestilački modul koji služi da za promatrane vremenske intervale dobijemo iznose struja, napona, djelatne i jalove snage. SCADA sustavi su veoma kompleksni i zahtijevaju izradu izvještaja sa različitih razina upravljanja i baza. S obzirom na mogućnost prikaza stanja mjernih veličina na dalekovodima i na mogućnost upravljanja s jednog mjesta, postiže se visoki stupanj automatizacije i robusnosti za izračun gubitaka na dalekovodima.

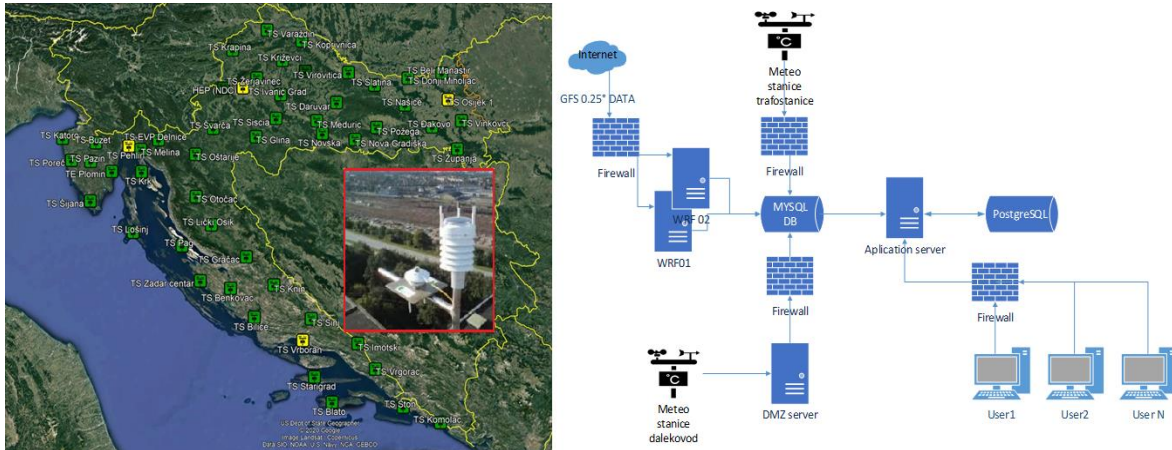
### *PMU*

Sustav za široki nadzor prijenosne mreže (*engl. Wide Area Monitoring - WAM*) zasnovan je na sinkroniziranim mjernim uređajima koji imaju vrlo dobre karakteristike koje se mogu koristiti za analizu mjerenja gubitaka u prijenosnoj mreži. PMU uređaji spojeni su naponske mjerne transformatore (sekundarni namot za mjerenje) te na strujne mjerne transformatore (sekundarna jezgra za mjerenje ili zaštitu). Podaci s prijenosnih dalekovoda uzorkuju se učestalošću od 20 ms. Podaci u realnom vremenu pristižu (kašnjenje je nekoliko desetaka ms) i pohranjuju se u WAM sustavu u centru [74]. Na taj način podatke je moguće koristiti za napredene aplikacije u obradi gubitaka na prijenosnim dalekovodima, a to je posebno zanimljivo za unutarnje dalekovode 400 kV, jer su svi pokriveni s PMU uređajima na oba kraja dalekovoda.

#### 4.3.2. Sustav za prikupljanje meteoroloških podataka

HOPS je instalirao meteorološke stanice na dalekovodima, trafostanicama i regionalnim centrima. Mjerni podaci prikupljaju se lokalno i šalju se u središnji sustav gdje se dalje koriste za razne sustave. Kroz razne projekte, značajno se povećao broj instaliranih meteoroloških postaja, a značajno su se povećale mogućnosti korištenja sirovih podataka ili

podataka iz aplikacija koje koriste meteorološke podatke kao ulaz. Uzimajući u obzir sve navedeno uspostavljen je meteorološki sustav u HOPS-u. Tako danas u HOPS-u imamo povijesna mjerenja i vremensku prognozu kao rezultat. Sustav ima vlastite vremenske prognoze, arhivu izmjerenih i predviđenih količina. Detaljniji prikaz dijela meteoroloških postaja i konfiguracija meteorološkog sustava prikazan je na slici 4.5.



Slika 4.5: Meteorološke stanice u Hrvatskoj i konfiguracija meteorološkog sustava u HOPS-u

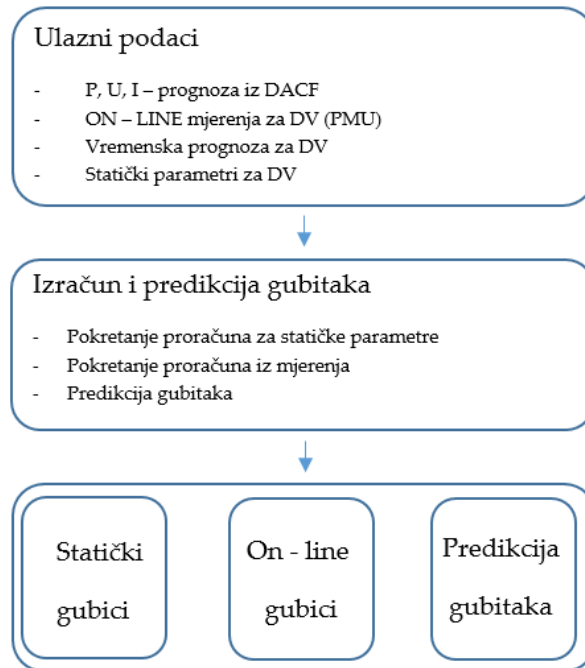
Sustav meteoroloških prognoza temelji se na GFS modelu (*engl. Global Forecast System*) i dostupan je svakih 6 sati (00, 06, 12 i 18 UTC) pružajući prognozu atmosferskih varijabli na 26 okomitih razina i u vodoravnoj rezoluciji od 0,25 stupnjeva (27,5km). Napredni izračuni izvode se na prognostičkim poslužiteljima. Izračun traje oko 6 sati, a konačni proizvod je numerička meteorološka prognoza s rezolucijom 2x2km. Rezultati se bilježe u bazu podataka za sva unaprijed definirana mjesta. Na svakom mjestu predviđa se 21 fizička veličina, od kojih su najvažnije količina kiše i snijega, kao i točka rosišta i nadmorska visina oblaka.

Prezentirani meteorološki sustav koristi se za predviđanje vremenskih uvjeta na vodovima 400 kV, a na temelju predviđanja vremenskih uvjeta izračunavaju se gubici korone i odvoda za svaki 400 kV dalekovod za 24 sata unaprijed.

#### 4.4. Izračun gubitaka za dalekovode u prijenosnoj mreži

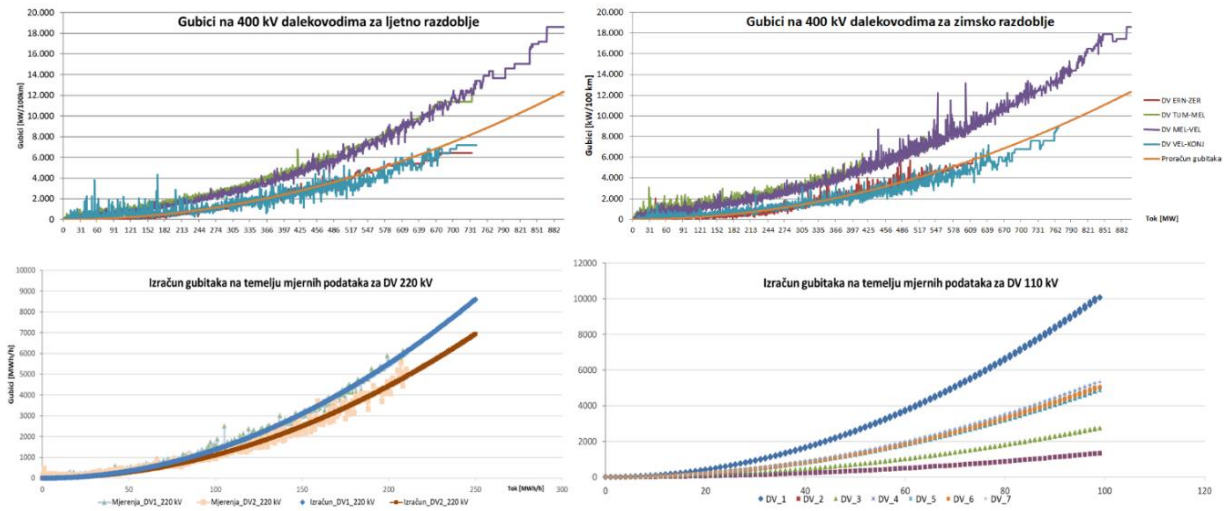
Sva mjerenja električnih veličina koja se prikupljaju u postojeći sustav na razini prijenosne mreže se uzimaju sa strujnih i naponskih mjernih transformatora. Na mjerne transformatore se spajaju mjerni uređaji koji za cilj imaju mjeriti, računati i spremati glavne električne veličine. Za potrebe određivanja gubitaka električne energije koriste se mjerni podaci s brojlara el. energije, SCADA-e i PMU i njihove glavne karakteristike iz tablice 4.3.

Postojeći sustav izračunava gubitke koristeći ulazne podatke s navedenih mjernih sustava (U, I, P i Q) za odabrane dalekovode i njihove električne parametre. Nakon toga se vrši izračun gubitaka uzimajući u obzir vremenske uvijete za promatrano razdoblje, te se vrši zapis svih dobivenih izračuna gubitaka. Kako postoji više izračuna gubitaka vrši se usporedba s povijesnim podacima za istu prenesenu snagu i uslijed odstupanja/grešaka vrši analiza i korekcija izračuna. Opis navedenih koraka dan je slikom 4.6.



Slika 4.6: Izračun i predikcija gubitaka iz mjernih podataka

Na temelju provedenih izračuna moguće je za svaki tok energije prikazati gubitke za svaki dalekovod zasebno. Na slici 4.7 prikazani su gubici za sve tipove prijenosnih dalekovoda u prijenosnoj mreži Hrvatske. Da bi se utvrdili gubici korone i njihova učestalost pojave provedene su dodatne analize da se posebno utvrdi iznos i učestalost gubitaka na 400 kV dalekovodima gdje su glavni uzrok gubitaka loše vremenske prilike. Utjecaj vremena na gubitke 400 kV dalekovoda je toliki da u pojedinim satima gubici korone i odvoda poprimaju dominantni karakter u ukupnim gubicima na 400 kV mreži. Daljnjim analizama prihvaćen je pristup da se dominantno koristi statistička obrada povijesnih mjerenih podataka za svaki 400 kV dalekovod zasebno kako bi se utvrdili iznosi gubitaka za svaki dalekovod, te njihovo godišnje pojavljivanje i ovisnost gubitaka o vremenskim uvjetima.



Slika 4.7: Izračun gubitaka za dalekovode na prijenosnoj mreži

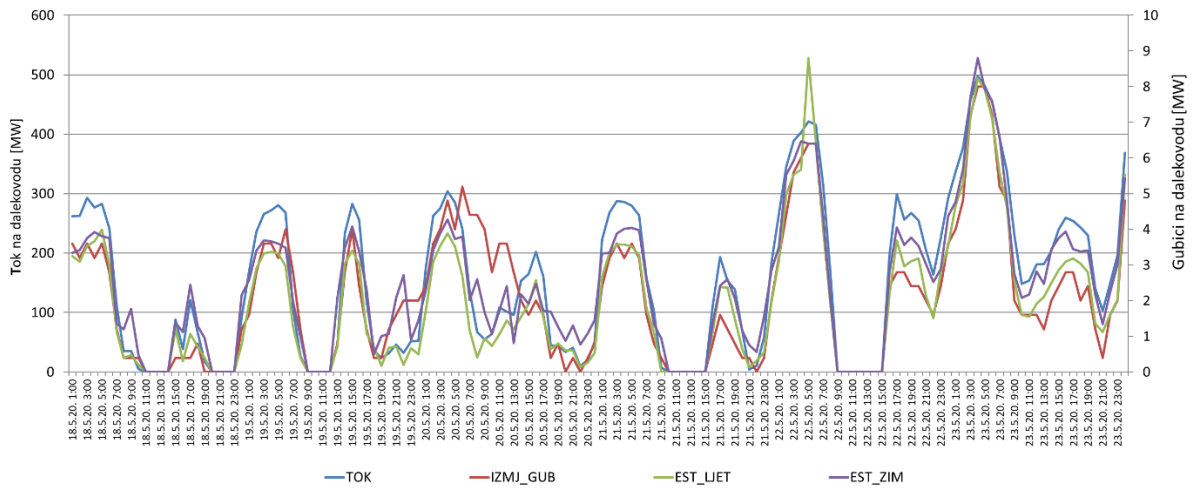
Bilo je mnogo pokušaja da se pokuša odrediti utjecaj lošeg vremena na ukupne gubitke, te su primijenjene razne metode. U konačnici su iz svakog pristupa zaključeno da se većina analiza radi na mjernim podacima iz brojila električne energije i PMU uređaja.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	3.537	533	2.200	2.509	2.900	2.830	3.712	4.703	3.680	2.769	1.467	1.600	-	-	-	-	-	-	686	-	724	738	960	-
2	-	4.686	5.772	6.152	5.188	5.360	3.961	1.086	1.100	1.055	571	600	1.960	-	2.000	-	1.000	800	-	-	500	633	1.057	-
3	-	-	2.333	1.933	1.854	1.800	1.739	2.050	-	-	520	-	-	540	-	-	965	-	640	667	-	-	-	-
4	-	-	-	427	-	-	-	971	-	-	1.077	-	-	-	1.473	-	-	657	-	-	-	520	-	-
5	-	-	-	-	427	-	-	-	-	-	-	473	-	-	591	-	-	2.021	2.087	1.573	998	1.181	1.889	-
6	2.282	2.657	769	-	720	463	-	1.507	-	764	-	1.031	-	-	-	-	-	600	-	-	-	-	-	-
7	-	-	1.461	-	443	820	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	588	-	764	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	417	-	-	827
9	650	-	500	-	-	-	-	484	-	-	764	-	-	-	-	-	-	-	-	-	636	-	-	457
10	800	-	-	-	-	457	-	-	-	-	-	494	-	-	-	-	-	900	514	-	-	-	-	-
11	-	1.011	-	442	-	-	560	817	1.998	1.426	433	-	-	-	-	-	911	-	-	-	1.382	473	-	-
12	-	-	433	-	475	-	1.943	4.764	4.024	2.910	3.083	3.578	1.600	1.584	1.227	1.200	-	-	-	-	-	432	-	-
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	-	1.108	495	-	1.091	-	2.142	1.103	-	-	-	1.000	-	-	-	-	-	460	-	-	-	-	-	455
15	-	-	-	-	883	-	-	-	-	620	-	-	800	-	800	-	-	985	1.788	-	825	1.533	-	-
16	-	750	-	-	480	-	-	-	-	-	625	1.086	650	480	650	480	650	867	646	1.162	800	-	-	1.629
17	-	1.086	1.109	1.400	1.277	1.333	-	-	457	507	659	585	960	480	600	-	800	650	686	-	-	-	514	-
18	-	500	-	480	-	-	409	-	500	507	554	431	867	767	844	-	-	576	-	-	-	-	-	444
19	933	-	565	-	-	500	1.671	-	489	-	436	1.600	2.026	-	1.754	1.125	948	-	-	-	1.550	1.569	3.244	-
20	2.160	3.280	2.105	2.691	4.849	4.614	5.178	4.954	2.750	1.433	2.560	3.680	2.800	1.689	1.055	740	495	-	750	600	895	-	726	-
21	-	1.020	533	1.568	863	800	-	-	600	-	1.352	590	452	-	-	-	-	633	-	-	-	-	-	-
22	-	593	-	971	-	-	-	-	-	-	-	491	438	-	-	-	-	560	-	-	-	-	-	-
23	-	600	-	-	-	-	-	-	579	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	450	2.250	2.050	3.333	4.545	4.655	2.762	2.371	-	473	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	450	-	-
25	-	952	533	430	550	550	-	-	-	991	-	-	-	-	1.505	1.671	-	-	-	-	1.582	2.809	2.079	1.149
26	480	-	-	-	-	-	-	-	-	-	600	-	824	433	720	475	-	-	-	913	-	571	-	942
27	-	-	686	764	1.200	552	-	-	-	-	484	-	1.360	518	-	520	863	-	567	-	-	-	-	-
28	-	-	-	560	-	550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	720	-	520	-	432	471	-
29	-	-	477	842	-	489	-	-	-	-	522	-	-	-	-	-	-	968	575	-	-	-	-	500
30	429	-	-	682	-	657	-	-	-	640	-	429	-	769	425	-	612	-	523	500	950	611	-	-
31	432	-	-	-	-	-	-	484	-	-	543	-	-	-	-	518	-	-	-	500	-	1.733	1.120	1.953

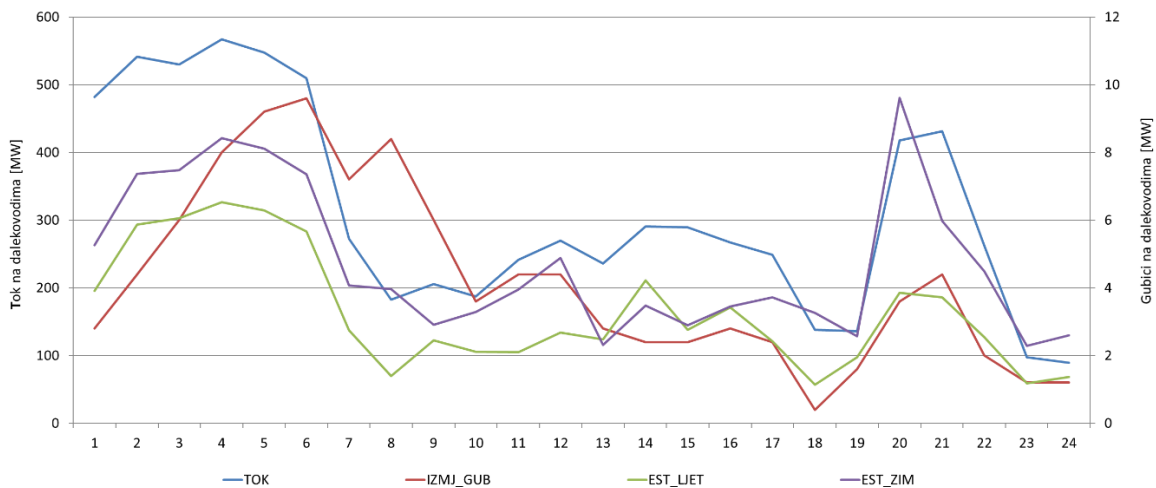
Slika 4.8: Izračun gubitaka korone i odvoda za 400 kV mrežu u svibnju 2020. godine

SCADA sustav je primarno namijenjen za vođenje EES sustava i prijenosne mreže, te su uočene određene manjkavosti i ograničenja pri određivanju iznosa gubitaka i korone za pojedine dalekovode. Iz tog razloga mjerenja iz SCADA sustava se koristi tamo gdje mjerenja nisu dostupna. Na slikama 4.8 – 4.10 može se vidjeti količina i učestalost pojavljivanja na mjesečnoj, tjednoj i satnoj osnovi za promatranu mrežu i za svaki 400 kV dalekovod. Za DV 400 kV Melina – Tumbri je prikazana kretanje gubitaka za razdoblje od 18.05 2020. do 23.05.2020. (slika 4.9) gdje je uočeno da je 20.05.2020 došlo do porasta gubitaka uzrokovanih

kišom i olujnim vremenom. Iznos gubitaka korone se može prikazati kao razlika izmjerenih i očekivanih/estimiranih vrijednosti kako je prikazano slikom 4.10.



Slika 4.9: Prikaz gubitaka za 400 kV Melina – Tumbri od 18.05 2020. do 23.05.2020. godine



Slika 4.10: Prikaz gubitaka za 400 kV mrežu za 20.05.2020. godine

Prikazanim načinom izračuna moguće je direktno izračunati iznos gubitaka uslijed lošeg vremena i njihov iznos za svaki dalekovod uzimajući u obzir razne vremenske prilike.

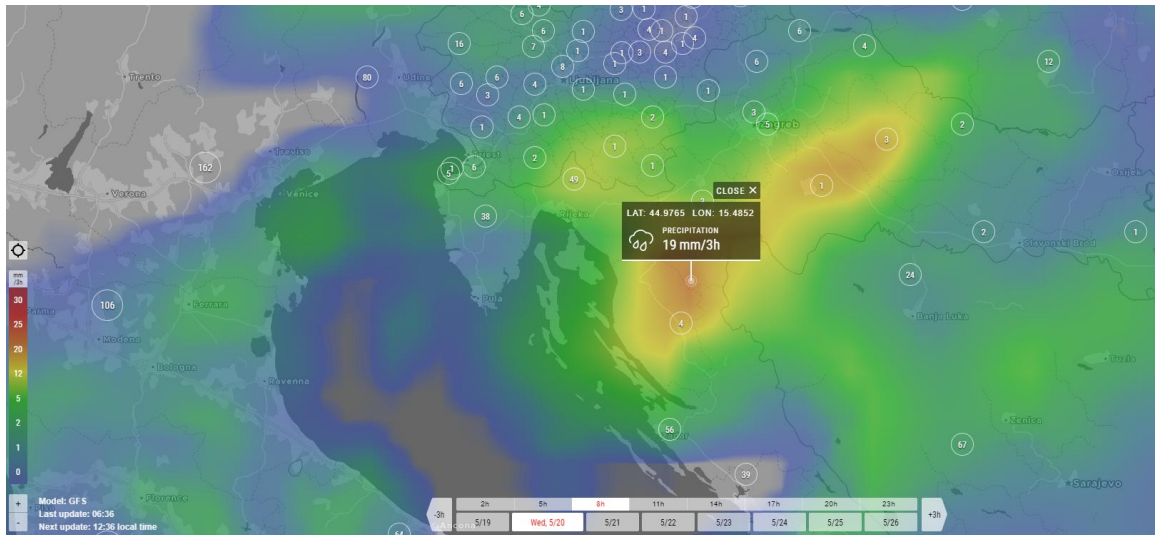
#### 4.5. Primjer izračuna gubitaka za 400 kV dalekovode

Predviđanje gubitaka vrši se za dan unaprijed na temelju planova potrošnje, proizvodnje i razmjene. U ovom procesu postoje dva dominantna čimbenika koji trenutno utječu na izračun gubitaka; neplanirani tokovi čiji uzrok je proizvodnja iz obnovljivih izvora,



prekogranična razmjena i gubici na 400 kV dalekovodima uslijed utjecaj vremenskih prilika. Naglasak će se staviti na određivanje dodatnih gubitaka u prijenosnoj mreži uslijed lošijih vremenskih prilika. Detaljna analiza pokazala je da većina dodatnih gubitaka nastaje isključivo na 400 kV dalekovodima i da imaju značajan utjecaj na ukupne gubitke te se lako mogu pratiti uslijed manjeg broja 400 kV dalekovoda.

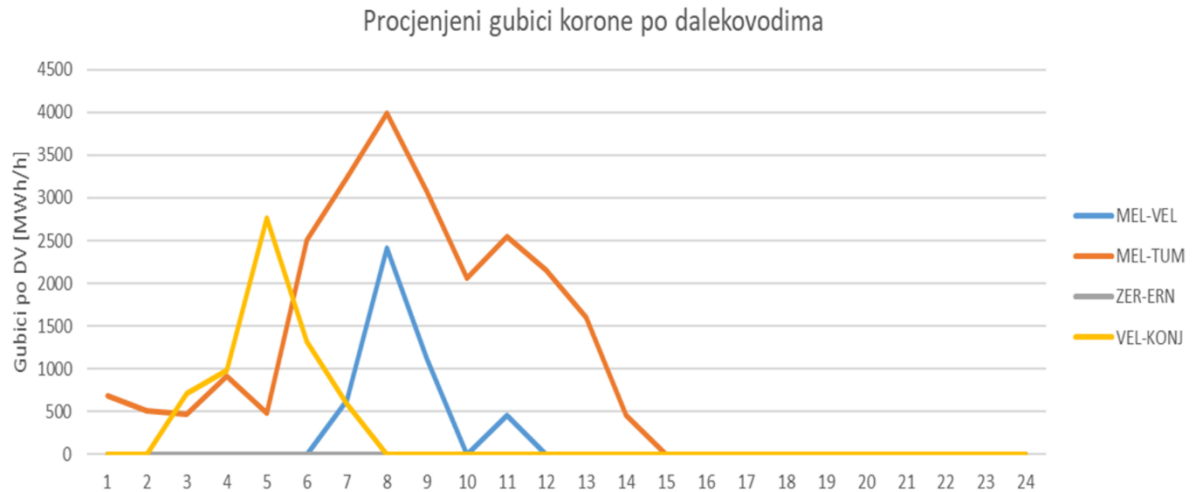
Prije izračunavanja projekcije gubitka iz vremenskih uvjeta, potrebno je znati vremensku prognozu (temperaturu i oborine) za svaku regiju i zemljopisni dio gdje prolaze 400 kV dalekovodi. Za promatrane 400 kV dalekovode napravljena je predikcija gubitaka o vremenskim uvjetima na temelju povijesnih podataka za svaki 400 kV dalekovod zasebno za 20.5.2020. god.



Slika 4.11: Prognoza padalina za cijelu Hrvatsku 20.5.2020. godine

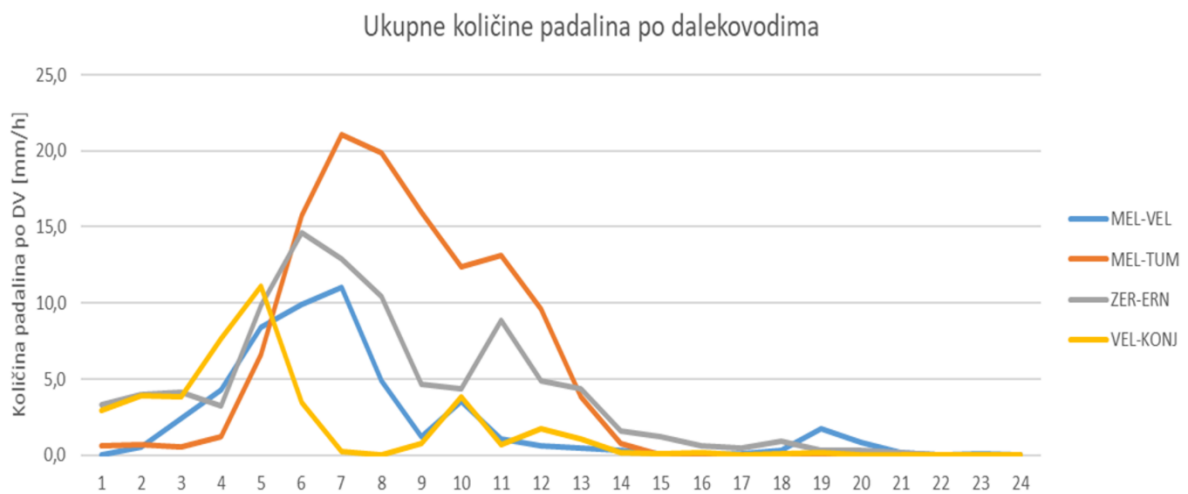
Na slici 4.11 je prognoza vremena za 20.5.2020 uzeta u večernjim satima 18.5.2020. Isto tako je za na koridoru svakog 400 dalekovoda uzeta prognoza koja sadrži iznose količina kiše za 20.5.2020. Ovim procesom smo uspostavili vezu između zemljopisnog položaja 400 kV dalekovoda i očekivanih vremenskih padalina. Nakon dostavljenih prognoziranih podataka i količine oborina za svaku meteorološku postaju, provodi se analiza za procjenu ukupne količine oborina za svaki 400 kV DV po satu za 20.5.2020. Na temelju ukupnih količine oborina za svaki 400 kV DV provodi se regresijska metoda iz povijesno izmjerenih podataka o gubicima, a za svaki 400 kV DV provodi se procjena korone kako je prikazano slikom 4.12. Za dalekovod Žerjavinec – Ernestinovo nije napravljena projekcija dodatnih gubitaka jer prema planovima nije u pogonu.





Slika 4.12: Procjena gubitaka korone za promatrane 400 kV dalekovode za 20.5.2020

Kako bi se bolje razumjela korelacija iznosa korone i količine kiše za svaki dalekovod na slici 4.13 prikazane su izmjerene ukupne količina kiše za svaki 400 kV dalekovod za 20.5.2020.



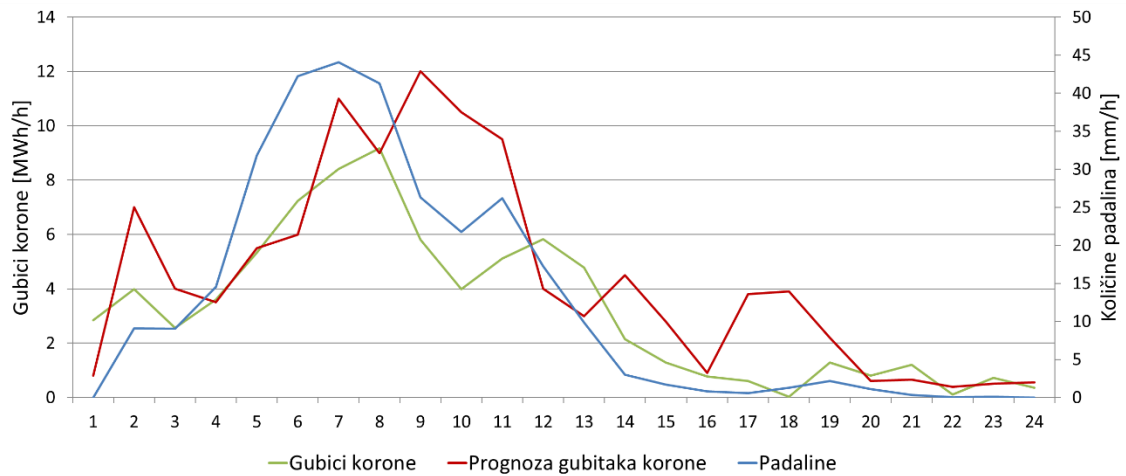
Slika 4.13: Izmjerene količine padaline na trasama za 400 kV dalekovode za 20.5.2020

Iznosi izmjerene količine kiše za svaki dalekovod su prikazani tablicom 4.4 gdje je vidljivo da su za 400 kV dalekovod Tumbri – Melina izmjerene značajne količine kiše za 20.5.2020., stoga je za očekivati i značajne gubitke korone za navedene sate.

Tablica 4.4: Izmjerene količine padaline po mjernim postajama na trasama 400 kV dalekovoda

20.5.2020.	Krasica	Brinje	Otočac	Lički Osik	Gračac	Muškovci	Ličko Cer.	Delnice	Ogulin	Karlovac	Velika G.	Žerjavinec	Ivanić-Gr.	Gornja Gra.	Požega	Đakovo	Brijest	Okolaj	Drniš	Klis
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,6	1,4	1,4	0,6	1,9	0,7	0,6	0,8
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,6	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,8	1,3	1,3	0,3	1,2	1,9	0,4
3	0,0	0,1	0,0	0,7	0,5	0,4	2,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,9	0,1	0,1	1,2	1,0	0,6	2,5	4,3	0,3
4	0,0	0,5	0,1	1,5	0,6	1,3	4,5	0,2	0,3	0,3	1,5	4,3	2,8	1,4	0,9	0,5	0,6	3,3	6,5	0,7
5	0,0	0,1	0,5	0,6	1,3	1,4	6,0	0,4	2,5	3,2	7,0	2,7	8,5	3,4	0,0	0,0	0,0	1,2	2,3	0,0
6	0,0	0,4	0,5	0,3	1,3	1,7	6,9	0,4	9,5	5,5	4,4	1,3	5,3	6,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0
7	0,0	1,2	0,2	1,3	0,0	0,0	2,2	0,5	6,2	5,3	5,6	2,3	4,8	2,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,9	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,6	5,9	4,3	2,8	2,4	1,6	0,3	0,4	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0
9	0,0	0,9	0,6	1,1	1,0	0,0	0,0	1,7	5,8	3,3	0,7	0,8	0,1	2,4	1,0	0,0	0,8	2,4	0,0	0,6
10	0,3	0,6	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	1,1	7,2	4,4	0,0	0,0	0,2	6,3	2,0	0,3	0,1	0,6	0,0	0,0
11	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	6,8	1,6	0,1	0,0	0,3	2,5	1,4	0,7	0,0	0,4	0,0	1,3
12	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	3,2	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	1,3	0,0	0,0	0,3	0,0	0,8
13	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
17	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,2	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6
UKUPNO	0,5	5,6	2,0	6,1	7,4	7,7	22,8	7,1	48,5	28,4	22,2	14,7	25,4	32,2	14,2	5,2	4,8	13,5	15,7	7,6

Nakon što smo uspješno procijenili padaline po svakom dalekovodu radi se izračun gubitaka za pojedinačne dalekovode i za cijelu 400 kV mrežu. Na slici 4.14 napravljena je procjena gubitaka korone za promatrane 400 kV dalekovode i usporedba procijenjenih i izmjerenih vrijednosti gubitaka korone. Razlika u nekim satima je izravna posljedica razlike prognoze i izmjerenih količina padalina za 20.5.2020.



Slika 4.14 Usporedba izmjerenih i procijenjenih gubitaka korone za promatrane 400 kV dalekovode za 20.05.2020

Predstavljenim načinom određivanja gubitaka u prijenosnoj mreži za svaki dalekovoda zasebno i posebno za određivanja gubitaka na 400 kV možemo odrediti gubitke uslijed loših vremenskih prilika. Navedenim načinom smo značajno unaprijedili određivanje gubitaka uslijed korone i odvoda, te ćemo razvijeni model za određivanje gubitaka koristiti u daljnjim izračunima.

## 5. PRIMJENA PREDLOŽENOG ALGORITMA NA TEST MREŽI

U ovom poglavlju izvršen je proračun na testnoj mreži s ciljem određivanja potencijalnih lokacija za implementaciju HTLS vodiča i kompaktiranih dalekovoda. Teoretske podloge za proračun i pojedini koraci algoritma su objašnjeni i razrađeni u poglavlju 3. Da bi se mogao izvršiti proračun prvo se modelira testna mreža na kojoj se kasnije izvršavaju proračuni tokova snage, a zatim i proračun kapaciteta i gubitaka za svaki dalekovod. Proračun na testnoj mreži provedeni su u programskom paketu Siemens PSS/E.

Nakon odabranih scenarija provodi se analiza osjetljivosti za dalekovode s obzirom na buduća kretanja pojedinih parametara (uvoz/izvoz, proizvodnja i tereta) na predloženom modelu. Zaključno se daju smjernice za pojedine naponske nivoe prijenosne mreže i odabiru elementi (dalekovodi) koji imaju nedovoljne kapaciteta prijenosa i/ili uzrokuju zagušenja u prijenosnoj mreži. Za odabrane dalekovode predlaže se povećanje prijenosnog kapaciteta primjenom HTLS vodiča i/ili kompaktiranja. Predložena inicijalna rješenja posjeduju el. parametre postojećih konfiguracija dalekovoda poznatih iz literature.

Na odabranom modelu prijenosne mreže vrši se ocjena predloženih rješenja kroz izračun gubitaka i kapaciteta prijenosne mreže. Provedeni proračuni obuhvaćaju izračun gubitaka na svim elementima (prvenstveno dalekovodima) prijenosne mreže na svim naponskim nivoima. Navedeni pristup omogućuje bolji uvid u kretanja i ovisnost tokova po svim naponskim nivoima na različite promjene u prijenosnoj mreži. Za tako provedene analize odabir se skup el. parametara za koje se vrši provjera izvedivosti predloženih parametara.

Nakon provedene studije izvodljivosti (provedeno je razmatranje za kompaktiranje 400 kV dalekovoda) odabire se konačno rješenje za koje se provodi analiza utjecaja na mrežu. Za odabrane modele prijenosne mreže, koji predstavljaju očekivana kretanja prijenosne mreže u promatranom budućem vremenskom razdoblju provodi se analiza utjecaja na povećanja kapaciteta prijenosne mreže i gubitaka kako bi ocijenio utjecaj predloženog tehničkog rješenja.

## 5.1. Identifikacija lokacije povećanja kapaciteta (prijenosne moći)

### 5.1.1. Testna mreža

Analiza mogućih načina povećanja kapaciteta postojećih prijenosnih pravaca (dalekovoda) razmatra se za buduće razdoblju uslijed složenosti prilikom gradnje novih dalekovoda (ekoloških i prostorno planskih ograničenja) i razvojnih planova prijenosnog sustava. S obzirom na kompleksnost izgradnje novih dalekovoda naglasak je stavljen na povećanje kapaciteta postojećih dalekovoda. Predstavljenim načinima povećanja kapaciteta dalekovoda se svodi na mogućnosti povećanja iznosa struje i napona. Električni parametri dalekovoda u oba slučaju se mogu značajno promijeniti stoga je nužno za svaki pojedinačni slučaj provesti analizu prijenosne mreže i odrediti tehničke parametre unutar kojih je moguće konstruirati dalekovod kako bi se optimalno uklopio u mrežu. Navedena analiza će se provesti na prijenosnoj mreži Hrvatske u na kojoj ćemo razmatrati 3 slučaja s obzirom na karakteristična kretanja:

- Investicije u 110 kV prijenosnoj mreži
- Investicije u 220 kV prijenosnoj mreži
- Investicije u 400 kV prijenosnoj mreži

Modelirana testna mreža predstavlja regionalnu prijenosnu mrežu središnje i jugoistočne Europe od 20 članica. Svi proračuni su napravljeni na navedenom modelu, dok se na dijelu prijenosne mreže hrvatskog prijenosnog sustava razmatra implementacija predstavljenih tehnologija. Testna mreža je sačinjena od četiri 400 kV transformatorske stanice (čvorišta), sedam 220 kV transformatorske stanice (čvorišta) i trideset dvije 110 kV transformatorske stanice (čvorišta) koje su međusobno povezane 110, 220 i 400 kV prijenosnim dalekovodima (Slika 5.1). Na testnu mrežu su spojene proizvodne jedinice (generatori), transformatori, kompenzacijski uređaji i tereti. Na slici 5.1 prikazana je testna mreža i međusobni smještaj i povezanost transformatorskih stanica.

Provedeni proračuni su izvršeni u Siemens PSS/E je programskom paketu koji omogućuje izvođenje širokog spektra analiza, tokove snaga, proračun kratkog spoja, optimalne tokove snaga, proračun naponske stabilnosti, simulaciju privremene stabilnosti, dinamičke analize i još mnogo toga.



Slika 5.1: Modelirana prijenosna mreža (dio priobalnog područja RH)

### 5.1.2. Rezultati analize osjetljivosti prijenosne mreže

Na navedenom testnom modelu provest će se analize koje razmatraju promjene tokova el. energije po pojedinim kategorijama u koracima postojećih vrijednosti. Predstavljenih model je odabrano s obzirom na promet u prijenosnoj mreži (iz realnih uvjeta) te će se odrediti dalekovodi s nedostatnim kapacitetom kako je opisano u poglavlju 3.2. Provedenim analizama u odnosu na bazni slučaj provest će se na 25 modela koji predstavljaju jednogodišnja kretanja. Prikazani rezultati su prosječne vrijednosti za tokove snaga na 25 modela po naponskim nivoima prijenosne mreže tj. postotno je izraženo povećanje tokova po pojedinim naponskim nivoima u odnosu na bazno stanje.

#### 5.1.2.1 Povećanje uvoza

Za navedene modele će se napraviti povećanje uvoza el. energije (iz postojećih smjerova) u koracima od 10, 25 i 50% postojećih vrijednosti. Predstavljeni modeli su odabrano s obzirom na promet u prijenosnoj mreži (iz realnih uvjeta) kako je opisano u poglavlju 3.2. Usporedbom provedenih analize u odnosu na bazni slučaj prikazana je raspodjela kretanja opterećenja po naponskim nivoima prijenosne mreže te su rezultati po pojedinim naponskim nivoima u odnosu na bazno stanje prikazani u tablici 5.1.

Tablica 5.1: Usporedba tokova na prijenosnoj mreži uslijed povećanje uvoza

Naponski nivo	Bazni slučaj	Sc 1-1	Sc 1-2	Sc 1-3
	Prosječni tok [MW]	+10%	+25%	+50%
110	948,24	1,67%	3,10%	6,24%
220	439,14	3,63%	8,94%	24,87%
400	459,50	12,36%	27,08%	61,19%

Vidljivo je da uslijed povećanja uvoza dolazi do značajnog povećanja tokova na 400 i 220 kV prijenosnoj mreži, dok 110 kV pokazuje značajno manje povećanje iznosa. Može se zaključiti da za većinu uvezene energije na sebe preuzima 400 kV mreža, razlog leži u činjenici da je proizvodnje na 110 kV mreži u baznom slučaju dostatna za pokrivanje tereta na 110 kV mreža i da većina uvezene energije se prenosi kroz 400 kV i 220 kV mreže, što je ujedno i vidljivo iz slike 5.2.

#### 5.1.2.2 Povećanje izvoza

Povećanje izvoza se napravilo za cijelu prijenosnu mrežu povećavajući postojeći izvoz u koracima za 100, 200 i 500 MW na već postojećim izvoznim pravcima (granicama/regijama). Povećanje proizvodnje za navedene iznose se vršilo na 110, 220 i 400 kV mreži u omjeru instaliranih proizvodnih kapaciteta po naponskim nivoima, pa se tako povećala proizvodnja na 110 kV za 20%, 220 kV za 40% i 400 kV za 40% iz postojećih proizvodnih kapaciteta. U slučaju da su proizvodne jedinice radile puno snagom tj. u slučajevima kada se povećanjem proizvodnje prelazilo postojeće maksimalne proizvodne granice agregata tražena proizvodnja se razmještala po postojećim generatorima ili se proizvodnja nadomještana iz ekvivalentnog generatora.

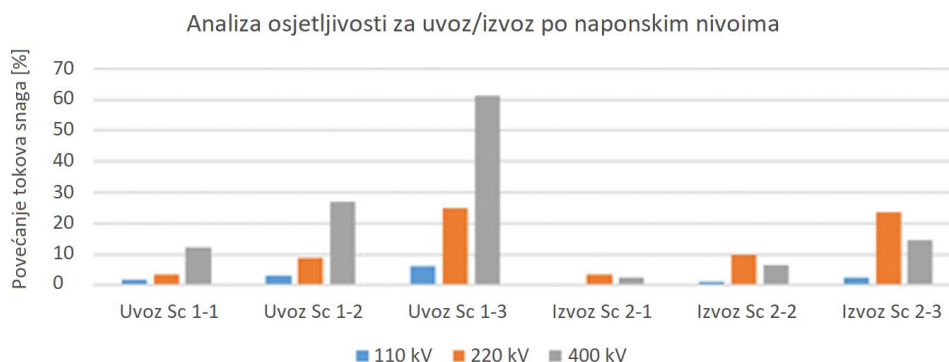
Pošto se povećanje izvoza nadomješta povećanjem proizvodnje sa različitih naponskih nivoa, što je nepovoljniji slučaj jer se u realnom slučaju dio izvoza nadomješta uvozom stoga će rezultati biti na granici sigurnosti i dodatno opteretiti dalekovode unutar prijenosne mreže. Dobiveni rezultati su slični prethodnom poglavlju gdje je provedena analiza za povećanje uvoza. Vidljivo je da se povećanjem izvoza dominantno povećava promet na 220 i 400 kV naponskim nivoima ovisno o scenarijima. Razlog nešto manjeg porasta prometa el. energije na 400 kV u odnosu na 220 kV je što imamo veći udio proizvodnje na 220 kV u odnosu na 400 kV mrežu i zato što je uvoz iz susjedne regije manje osjetljiv za 400 kV mrežu, pa dio proizvedene energija završi na 400 kV i zamjenjuje uvezenu energiju. Razlog značajnijem povećanju prometa el. energije proporcionalan je broju generatora na svim naponskim nivou.

U svim slučajevima za porast proizvodnje na 110 kV dio proizvedene energije se prenosi na 220 kV i 400 kV, te u konačnici zbog značajnijeg broju generatora i proizvodnje na 110 kV dolazi do većeg povećanje prometa el. energije na 220 kV i 400 kV naponskoj razini u odnosu na 110 kV.

Tablica 5.2: Usporedba tokova na prijenosnoj mreži uslijed povećanje izvoza

Naponski nivo	Bazni slučaj	Sc 2-1	Sc 2-2	Sc 2-3
	Prosječni tok [MW]	+100	+200	+500
110	948,24	0,25%	1,03%	2,55%
220	439,14	3,42%	9,94%	23,53%
400	459,50	2,61%	6,65%	14,61%

Oba scenarija, povećanje uvoza/izvoza međusobno su jako ovisna o realnim uvjetima stoga je za očekivati da će tokovi snage na prijenosnoj mreži biti slični. Sa slike 5.2 vidljiv je sličan trend gdje se u svim scenarijima zabilježeno najveće povećanje tokova na 400 kV i 220 kV prijenosnoj mreži.



Slika 5.2: Ovisnost prijenosne mreže na povećanje uvoza i izvoza

### 5.1.2.3 Povećanje proizvodnje

U slučaju povećanje proizvodnje provedena analiza uključuje povećanje proizvodnih kapaciteta u koracima 100, 200 i 500 MW na 110 kV naponskom nivou, 300, 500 i 700 MW na 220 kV naponskom nivou, te 300, 500 i 700 MW na 400 kV naponskom nivou. Za svu proizvedenu el. energiju povećan je izvoz na već postojećim dalekovodima granicama/regijama s susjednim prijenosnim mrežama.

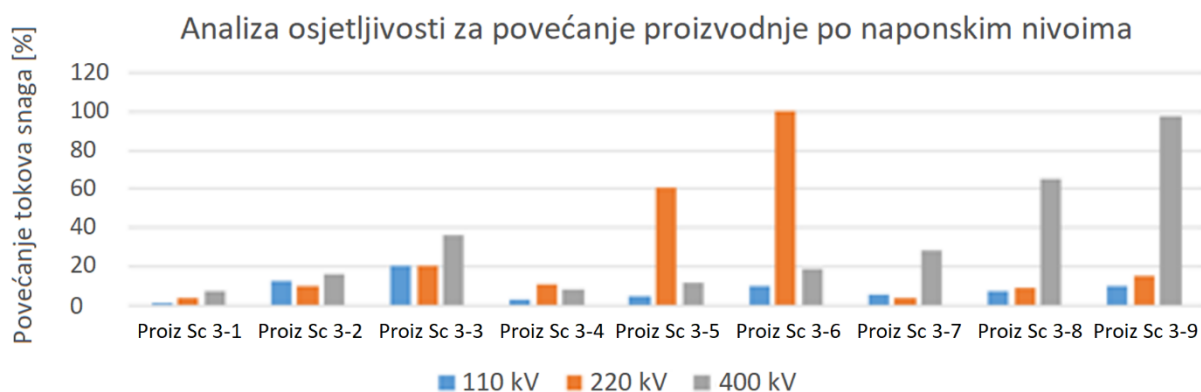
Tablica 5.3: Usporedba tokova na prijenosnoj mreži uslijed povećanje proizvodnje

Naponski nivo	Bazni slučaj	Sc 3-1	Sc 3-2	Sc 3-3	Sc 3-4	Sc 3-5	Sc 3-6	Sc 3-7	Sc 3-8	Sc 3-9
	Prosječni tok [MW]	110-100	110-200	110-500	220-300	220-500	220-700	400-300	400-500	400-700
110	948,24	0,69%	12,08%	19,89%	2,43%	4,37%	9,75%	5,54%	7,06%	9,91%
220	439,14	3,63%	9,77%	20,41%	10,73%	60,39%	100,68%	3,78%	9,26%	15,37%
400	459,50	7,36%	15,55%	35,75%	7,52%	11,26%	18,71%	28,56%	64,92%	97,65%

Povećanjem proizvodnje na 110kV za promatrane scenarije ukazuje da se sva proizvedena energija preljeva na 220 i 400 kV prijenosnu mrežu i dovodi do povećanja tranzita na prijenosnoj mreži (220 i 400 kV). Za većinu sati u godini to ne predstavlja problem i doprinosi manjim gubicima na 110 kV što u konačnici rezultira ravnomjernijim tokovima na svim naponskim nivoima i manjim ukupnim gubicima. Kada dolazi do velikih tranzita u godini koji su prvenstveno uzrokovani povećanom proizvodnjom iz HE dolazi do značajnijeg opterećenja 220 i 400 kV mreže. Za te sate uočeno je da se dio proizvedene energije zatvara kroz 110 kV mrežu, dok preostali dio dodatno povećava promet energije na 220 kV i 400 kV u konstantnom omjeru za navedene naponske nivoe.

Za proizvodnju el. energije na 220 kV vidljivo je da se proizvedena energija dominantno prenesi 220 kV mrežom u svim slučajevima i da postojeća mreža nema dovoljni kapacitet za evakuaciju proizvedene el. energije (slika 5.3).

Povećanjem proizvodnje na 400 kV naponskom nivou dolazi do raspodjele proizvedene energije na 400 i 220 kV naponski nivo. Razlog ovakvih trendova je što za promatrane scenarije postoji uvoz na 400 kV, pa proizvedena energije na 400 kV zamjenjuje taj uvoz na 400 kV, pa se dobiva privid da je mreža 400 kV manje opterećena.



Slika 5.3: Ovisnost prijenosne mreže o proizvodnji s obzirom na lokaciju u prijenosnoj mreži



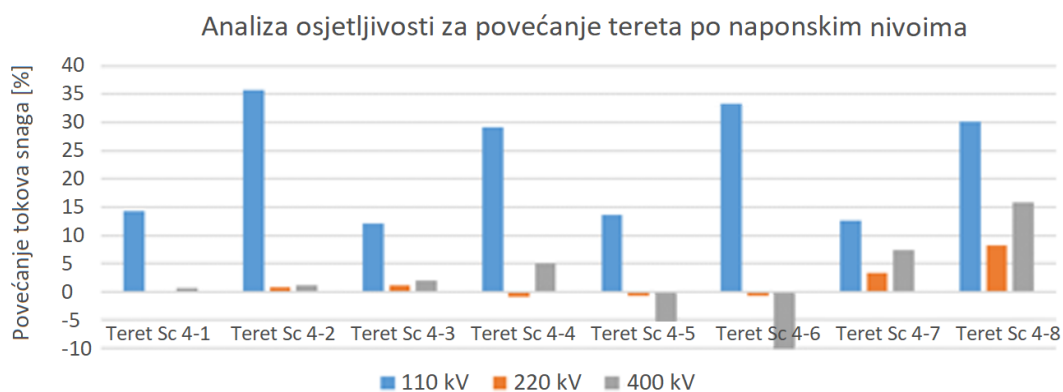
#### 5.1.2.4 Povećanje tereta

Povećanje tereta na 110 kV naponskom nivou je napravljeno u koracima od 100 i 200 MW, a energija je nadomještena iz proizvodnje na 110 kV, 220 kV, 400 kV i uvoza iz susjednih regija. Za sve scenarije je vidljivo povećanje prometa el. energije na 110 kV naponskom nivou, što je i za očekivati uslijed povećanja tereta (tablica 5.4). Za slučajeve kada se el. energija nadomješta iz proizvodnje na 220 kV i 400 kV vidljivo je rasterećenje (manji promet el. energije) na istim naponskim nivoima, te se u slučaj proizvodnje na 400 kV vidljivi bolji pokazatelji opterećenja 400 kV dalekovoda u usporedbi s proizvodnjom na 220 kV mreži. U slučaju uvoza energije dolazi do povećanje opterećenje svih naponskih nivoa od kojih su zabilježene veća povećanja na 110 kV i 400 kV.

Tablica 5.4: Usporedba tokova na prijenosnoj mreži uslijed povećanje tereta

Naponski nivo	Bazni slučaj	Sc 4-1	Sc 4-2	Sc 4-3	Sc 4-4	Sc 4-5	Sc 4-6	Sc 4-7	Sc 4-8
	Prosječni tok [MWh]	110-100	110-200	220-100	220-200	400-100	400-200	Uvoz-100	Uvoz-200
110	948,00	14,23%	35,70%	12,19%	29,10%	13,59%	33,42%	12,58%	30,16%
220	439,20	-0,22%	0,82%	1,11%	-0,92%	-0,65%	-0,66%	3,32%	8,15%
400	459,60	0,68%	1,12%	2,04%	4,94%	-5,71%	-10,01%	7,39%	15,90%

Za slučaj povećanja tereta na prijenosnoj mreži najbolje pokazatelje imamo u slučaju proizvodnih jedinica na višem naponskom nivou (220 i 400 kV) te su u tom slučaju zabilježeni manji tokovi i efikasnija raspodjele tokova po naponskim nivoima (slika 5.4).



Slika 5.4: Ovisnost prijenosne mreže o teretu s obzirom na lokaciju u prijenosnoj mreži

#### 5.1.2.5 Zaključci provedenih analiza

Provedena analiza na postojećoj prijenosnoj mreži ukazuje na sljedeće trendove:

110 kV prijenosna mreža je pokazala osjetljivost isključivo na povećanje tereta, dok za ostala scenarije dolazi do manjeg povećanja tokova. U pojedinim trenucima postoje lokalna

opterećenja kada postoji istodobna veća proizvodnja na 110 kV i većih tokovi na 220 i 400 kV prijenosne mreže (uslijed povećanog tranzita ili tereta).

220 prijenosna mreža pokazuju prijenosni karakter tj. većina proizvedene energije se prenosi dalje. Omjer prenesene energije i energije koja se preko transformatora prenese na 110 kV mrežu ovisi o trenutnoj proizvodnji elektrana na 220 kV i uvozu. Zbog velikog broja priključenih elektrana na 220 kV mrežu i proizvodnji istih omjer prenesene energije i predane energije u 110 kV mrežu varira kroz godinu.

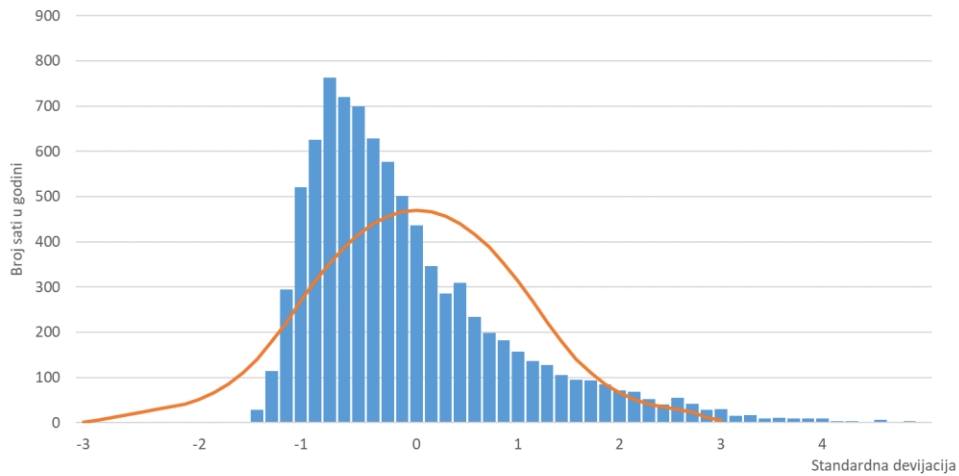
400 kV prijenosna mreža pokazuju dominantno prijenosni karakter i njezino opterećenje isključivo ovisi o količini prenesene energije iz smjera uvoza ili izvoza, dok uslijed povećanje tereta nema promjena što je bilo za očekivati jer se većina opterećenje sustava nalazi u TS 110/x kV. U slučaju većeg uvoza (većina uvezene energija se odvija na 400 kV naponskom nivou) i značajne proizvodnje iz HE (povoljnijim hidrološkim uvjeti) ostvaruju se najveći zabilježeni tokovi na 400 kV mreži i tada dolazi do graničnih kapaciteta 400 kV mreže..

Za slučajeve priključka novih elektrana pogotovo većih snage poželjno bi bilo da se priključak izvede na 400 kV jer je vidljivo da i za male iznosi novih elektrana postoji značajno manje opterećenje 110 kV i 220 kV mreže i na taj način se većina energije prenosi 400 kV mrežom što predstavlja najefikasniji način s stajališta kapaciteta i gubitaka. Povećanje tereta na 110 kV mreži u nekim slučajevima povoljno utječe na 220 i 400 kV, što prvenstveno ovisi o načinu nadomještanja potrebne energije, ali u svim slučajevima dolazi do povećanja tokova na 110 kV mreži.

### 5.1.3. Odabir scenarija

Određivanje budućih kretanja u prijenosnoj mreži se vrši primjenom modela rasta opterećenja elektroenergetskog sustava. Navedeni model se naslanja na postojeće stanje i s obzirom na predikcije opterećenja, proizvodnje i izgradnje pojedinih elementa u mreži vrši se odabir scenarija. Prilikom provođenja analiza potrebno je odrediti scenarije koji reprezentativno predstavljaju stanja u prijenosnoj mreži. U prvom koraku se provodi analiza postojećeg stanja i analizira raspodjele satnog opterećenja prijenosne mreže. U razmatranje je uzeta 2018. godina i raspodjela gubitaka prikazan je na slici 5.5. Za određivanje scenarija koji reprezentativno predstavljaju željeno buduće razdoblje prvo se postojeće opterećenje uveća prema projekcijama razvoja prijenosne mreže. Vršna potrošnja u 2018. godini iznosi 3,08 GW, a srednja vrijednost prognoziranog opterećenja u 2025. godini iznosi 3,46 GW prema planu razvoja prijenosne mreže, tj. 1,12 puta veći u odnosu na vršno opterećenje sustava u 2018. Na temelju izabranih

scenarij iz 2018, što je drugi korak, rade se projekcije opterećenja za scenarije na kojima će se provesti daljnje analize.



Slika 5.5: Prikaz godišnjih gubitaka u 2018. godini

U drugom koraku određujemo težinske faktore i deltu između traženih scenarija i ostalih godišnjih satnih vrijednosti:

$$w_r = \frac{\sum_{i \in Y} Gubici_{r,i}}{\sum_{r \in R} \sum_{i \in Y} Gubici_{r,i}} \quad (5.1)$$

Izračun odstupanja svakog scenarija kao delte srednje vrijednosti i standardnog odstupanja za gubitke računa se na sljedeći način:

$$\Delta x_{i,p} = mean(Gubici_{i,p}) - mean(Gubici_{i,p \in G}) \quad (5.2)$$

$$\Delta y_{i,p} = std(Gubici_{i,p}) - std(Gubici_{i,p \in G}) \quad (5.3)$$

Da bi odredili jednak utjecaj scenarija izračunavamo sljedeće faktore:

$$K_{x,i,p} = \frac{x_{i,p} - mean(x_{i,p \in G})}{std(\Delta x_{i,p \in G})} \quad (5.4)$$

$$K_{y,i,p} = \frac{y_{i,p} - mean(y_{i,p \in G})}{std(\Delta y_{i,p \in G})} \quad (5.5)$$

Kroz izračunavanje Eucledijeve udaljenosti dva pokazatelja odabiremo kombinaciju za pojedini scenarij koja najbolje predstavlja godišnje gubitke.

$$E_p = \sqrt{\sum_{r \in R} w_r [(K_{x,i,p})^2 + (K_{y,i,p})^2]} \quad (5.6)$$

Konačni broj odabranih modela koji će prezentirati cjelogodišnje gubitke je proizvoljan tj. odabran od strane analitičara. Glavni cilj predloženog odabira je da odabrani modeli mreže u stvarnom vremenu predstavljaju širok raspon uvjeta rada sustava.

#### 5.1.4. Prijedlog HTLS vodiča i kompaktiranih dalekovoda

##### 5.1.4.1 Mogućnosti primjene HTLS vodiča i kompaktiranih dalekovoda

Povećanje kapacitet prijenosa postojećeg dalekovoda općenito znači povećanje iznosa termičke struje, naponskog nivoa ili oboje. Povećanje struje znači da je potrebno povećati dopuštenu maksimalnu temperaturu vodiča ili povećanje presjeka vodiča, dok povećanje naponske razine zahtijeva novu glavu stup dalekovoda što uključuje povećanje međufazne udaljenosti i udaljenosti od tla. Glavne metode i razmatranja za povećanje kapaciteta dalekovoda predstavljeni su u Tablici 5.5. Jedan od načina da se to postigne je zamjena postojećih vodiča s vodičima većeg presjeka ili pomoću vodiča istog promjera koji ima veću termičku struju od postojećeg. Zamjena vodiča na postojećim dalekovoda korištenjem novog/zamjenskog vodiča većeg presjeka doprinosi povećanju težine u odnosu na postojeći te uslijed pojave leda i vjetera dovodi do povećanja tereta na postojećim konstrukcijama. Konvencionalni vodiči s većim presjekom posljedično uzrokuju veća opterećenja na postojećim konstrukcijama i mogu smanjiti pouzdanost postojećeg dalekovoda, osim u slučaju ako su konstrukcije ojačane. Iz navedenog razloga se prilikom zamjene vodiča koriste vodiči sličnog promjera a da imaju istu ili manju specifičnom težinom (kg/m) kako bi se izbjegla potreba za ojačanjem ovjesnih konstrukcija stupa. Za vodiče sličnog presjeka je važno da posjeduju mogućnost rada na višim temperaturama i da u takvim uvjetima zadovolje sigurnosne udaljenosti od tla i susjednih objekata. Postoji više vrsta visokotemperaturnih vodiča s niskim provjesom koji se mogu koristiti, a već su navedeni u poglavlju 2. Izbor zamjene vodiča ovisi o projektnim uvjetima postojećeg dalekovoda i budućim pogonskim uvjetima koji se predviđaju za isti dalekovod.

Tablica 5.5: Metode za povećanje kapaciteta dalekovoda

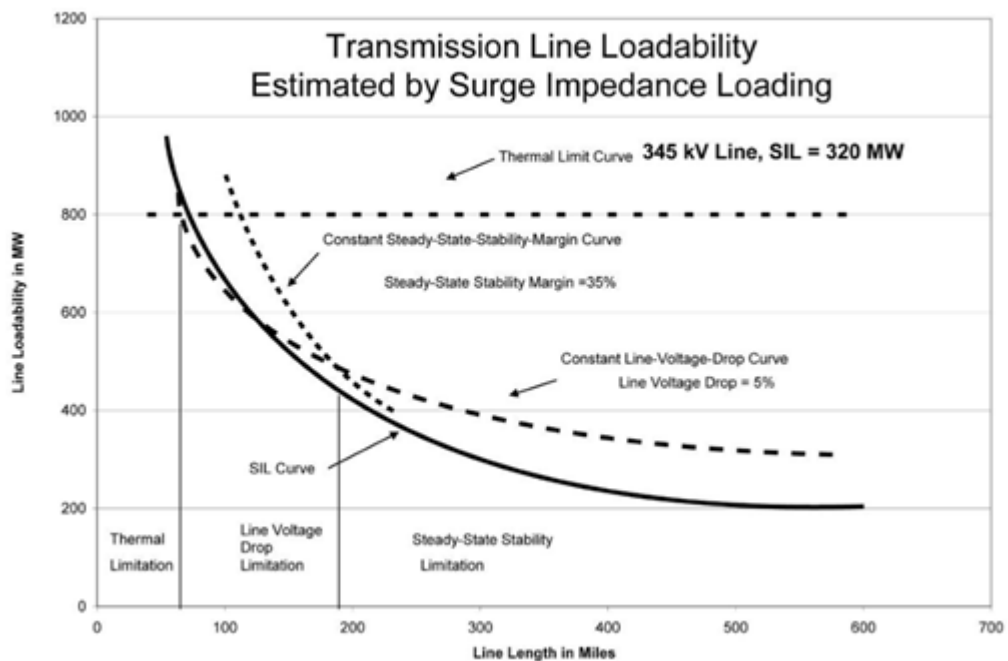
		Metoda	Opis
Povećanje kapaciteta prijenos dalekovoda	Povećanje maksimalnog strujnog opterećenja	Povećanje temperature	Povećanje visine zavjesišta
			Povećanje zateznih sila
		Zamjena vodiča	Kompaktni vodiči
			HTLS vodiči
		Određivanje dopuštene struje	Statistički proračun
			On-line izračun
	Povećanje naponskog nivoa	Zamjena izolacije	Zamjena izolatora
			Rekonstrukcija glave stupa
		Povećanje visine	Povećanje visine zavjesišta
		Primjena kompaktiranja	Razmotriti nove geometrije glave stupa
			Rekonstrukcija glave stupa
			Rekonstrukcija stupnih mjesta
		Povećanje međufazne udaljenosti	Povećanje zateznih sila
			Rekonstrukcija stupnih mjesta
Rekonstrukcija glave stupa			

Prilikom povećanja kapaciteta dalekovoda povećanjem naponskog nivoa nužni su značajni zahvati na konstrukciji dalekovoda. U većini slučajeva postojeća konstrukcija glave stupa i samog stupa ne zadovoljava tražene mehaničke i električne karakteristike te je stoga potrebno rekonstruirati postojeći dalekovod. Iako ima rješenja gdje se može iskoristiti postojeći stup/stupno mjesto, dok se na glavi stup vrše minimalni zahvati (primjenom kompozitnih štapnih izolatora). Da bi se poštivale granice postojećih koridora dalekovoda, iznosi buke, audio smetnji, električna i magnetska polja prilikom rekonstrukcije postojećih dalekovoda predlažu se kompaktirana rješenja. Kompaktna rješenja prilikom projektiranja dalekovoda se bitno ne razlikuje od tradicionalnog dizajna, ali zahtijevaju razmatranje više čimbenika koji nisu toliko važni u tradicionalnom dizajnu. Smanjivanje međufaznog razmaka može smanjiti iznos električnog i magnetska polja na tlu ali uzrokuje povećanje dielektričnog naprezanje izolatora. Smanjenje razmaka među vodičima uzrokuje smanjenje reaktancije dalekovoda, te se posljedično povećava prirodna snaga dalekovoda. S druge strane, smanjena razmaka među vodičima dovodi do povećanja električnog polja u glavi stupa i gradijente el. polja na vodičima, što dovodi do korone. Za navedene slučajeve potrebo je provesti dodatna razmatranja prilikom projektiranja izolatorsko ovjesne opreme. U nastavku razmatranja odrediti će se el. parametri dalekovoda primjenom HTLS užadi i kompaktiranih rješenja.

#### 5.1.4.2 Izračun parametara za HTLS vodiče i kompaktirane dalekovoda

Za sve slučajeve povećanja prijenosnog kapaciteta dalekovoda svako povećanje maksimalne snage koje proizlazi iz primjene HTLS vodiča ili kompaktiranih dalekovoda ovisi o njegovoj duljini, kao i o izvornim projektnim pretpostavkama. Na slici 5.6 povećanje maksimalne dopuštene struje za 345 kV dalekovoda dugog više od 75 milja neće dopustiti veće tokove snage jer je ograničenje posljedica pada napona, a ne temperature vodiča prilikom porasta struje.

Općenito se može reći da je maksimalni dopušteni tok dalekovoda funkcija topologije sustava (dalekovodi, transformatori, generatori, kompenzacija napona i opterećenja), te da mnoga razmatranja koja se odnose isključivo na primjenu HTLS vodiča mogu biti ograničena maksimalni tokom snage za određeni dalekovod. Da bi odredili mogućnosti pojedinih investicija potrebno je izvesti proračune na cijeloj prijenosnoj mreži, a ne na pojedinačnom dalekovodu. Isto tako potrebno je odrediti granice unutar kojih je moguće sigurno pustiti u pogon dalekovod, pa je stoga prilikom projektiranja potrebno odrediti ograničenja dalekovoda.



Slika 5.6: Ograničenja prijenosa snage na dalekovodu [14]

Kako bi se odredili granice unutar kojih je moguće prenijeti najveću snagu potrebno je poznavati ograničenja. U normalnom pogonu dalekovoda glavna ograničenja prilikom prijenosa snage su definirana termičkom i sigurnosnom granicom. Termička granica je definirana maksimalnom temperaturom koju vodič može podnijeti. Glavni izvor topline u

vodičima je uzrokovan prolaskom struje, stoga je termička granica definira maksimalnom dopuštenom strujom. S druge strane sigurnosne granice dalekovoda su definirane stabilnošću prijenosa snage i ovisе o pogonskim prilikama u mreži i samoj reaktanciji dalekovoda. Granična snaga dalekovoda koja se može prenijeti definira se izrazom [1]:

$$P_{max} = \frac{|V_1||V_2|\sin(\delta_1-\delta_2)}{X_L} \quad (5.7)$$

Gdje su:

$V_1$  – napon na početku dalekovoda

$V_2$  – napon na kraju dalekovoda

$\delta_1 - \delta_2$  – maksimalna razlika faznog kuta napona (uzima se  $30^\circ$ )

$X_L$  – direktna reaktancija dalekovoda

Isto tako važno je odrediti prirodnu snagu dalekovoda, koja se definira izrazom:

$$P_{nat} = \frac{U_n^2}{Z_v} \quad (5.8)$$

Gdje su:

$U_n$  – nazivni napon

$Z_v$  – valna impedancija dalekovoda

Valna impedancija dalekovoda iz prethodnog izraza određuje:

$$Z_v = \sqrt{\frac{L}{C}} = \sqrt{X_L \cdot X_C} \quad (5.9)$$

Gdje se kapacitet i induktivitet određuju:

$$C_a = \frac{1}{18 \cdot 10^9 \cdot \ln \frac{D}{r}} \Rightarrow \frac{1}{18 \cdot 10^9 \cdot \ln \frac{D_m}{D_{ss}}} \quad (5.10)$$

$$L_a = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{D_m}{D_s} \quad (5.11)$$

Gdje su:

$$D_m = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{ac} \cdot D_{bc}} \quad (5.12)$$

$$D_{ss} = r \Rightarrow \sqrt[4]{(D_{aa} \cdot D_{ab}) \cdot (D_{ba} \cdot D_{bb})} \quad (5.13)$$

Induktivitet i kapacitet dalekovoda nisu izravno ovisne o materijalima koji se koriste za konstrukciju dalekovoda. Glavni parametri prilikom određivanja induktiviteta i kapaciteta

su definirani geometrijskim udaljenostima i položajem vodiča, što se može vidjeti iz jednadžbi. Navedene jednadžbe vrijede za induktivitet potpuno transponiranog trofaznog dalekovoda i za kapacitet dalekovoda bez zemaljskih vodiča te ne opisuju sve induktivne ovisnosti dalekovoda niti puni induktivitet ili kapacitet dalekovoda, ali se koriste za reprezentativni prikaz induktiviteta i kapaciteta dalekovoda.

Valna impedancija je ujedno pokazatelj prijenosne sposobnosti dalekovoda. Valni otpor dalekovoda s jednostrukim vodičima obično se kreće oko  $400 \Omega$ , dok je prirodna snaga dalekovoda za 110 kV  $\sim 30$  MW, za 220 kV prirodna snaga  $\sim 120$  MW, a kod 400 kV prirodna snaga  $\sim 520$  MW. Kod vodiča u snopu je valni otpor manji, pa je prirodna snaga veća, što je povoljno, jer to povećava prijenosnu sposobnost dalekovoda. U praksi dalekovod većinu vremena prenosi iznad ili ispod prirodne snage dalekovoda, prema potrebi i stanju u sustavu.

Kako se duljina dalekovoda povećava, raste i reaktancija  $X_L$ . Povećanjem reaktancije  $X_L$  smanjuje se maksimalna snaga dalekovoda koju dalekovod može prenijeti i samim time se sigurnosna granica dalekovoda smanjuje. Valna impedancija dalekovoda se može smanjiti smanjenjem faznog razmaka (smanjenje  $D_m$ ), povećanjem broja vodiča u snopu (povećanjem  $n$ ), povećanjem radijusa vodiča ili povećanjem radijusa snopa ( $D_{ss}$ ).

Prema svemu gore navedenom prijenosna moć dalekovoda i valna impedancija dalekovoda ne ovisi izravno o materijalima koji se koriste u komponentama dalekovoda već ovisi o geometriji dalekovoda gdje se upotrebom kompozitnih materijala dizajniraju napredne geometrije glave stupa s ciljem manjih međufaznih udaljenosti u usporedbi s konvencionalnim načinima konstruiranja. Općenito su dugački dalekovodi ograničeni sigurnosnim ograničenjima (naponom), dok su kratki dalekovodi ograničeni termičkim ograničenjima.

Upotreba HTLS vodiča u usporedbi s konvencionalnim vodičima iste geometrije neće utjecati na valnu impedanciju dalekovoda. Korištenje kompozitnih štapnih izolatora rezultira u promjeni u geometrije dalekovoda (kompaktne geometrije) i time dovodi do smanjenje reaktancije i valne impedancije što rezultira povećanjem prirodne snage dalekovoda. Za očekivati je da samo relativno velike promjene geometrije imaju značajan utjecaj na promjene prirodne snage dalekovoda u slučaju da će postojeći dalekovod imati isti broj trojki i da je na istom naponskom nivou. Za postojeći dalekovod koji se kompaktiranjem pretvara u dvostruki ili se diže na prvi viši naponski nivo za očekivati je da će doći do značajnih promjena parametara dalekovoda u odnosu na postojeće stanje i da će doći do smanjenja reaktancije dalekovoda što će značajno utjecati na tokove naga u mreži i na same karakteristike dalekovoda (smanjenje valne impedancije i povećanja prirodne snage dalekovoda).



#### 5.1.4.3 Odabir parametara za HTLS vodiče i kompaktirane dalekovoda

Odabir nazivnog napona i tipa vodiča osnovni su parametri prilikom definiranja opsega rekonstrukcije postojećeg dalekovoda i razmatranja predloženih rješenja. Odabir navedenih parametara slijede iz tehničkih i ekonomskih zahtjeva koji moraju biti ispunjeni u pogonskim uvjetima u kojima se nalazi dalekovod kao dio prijenosne mreže. Tehnički zahtjevi koji prvenstveno utječu na izbor napona jesu zahtjevi u pogledu naponskih prilika i stabilnosti pogona. Stabilnost pogona zahtijeva takve električne prilike u mreži da ne postoji opasnost od utjecaja na okolnu mrežu tj. ispada elektrana uslijed gubitka sinkronizma. Za jedan i drugi uvjet, prilikom rekonstrukcije dalekovoda na viši naponski nivo doprinosi stabilnijem radu. Isto tako potrebno je provesti izračune da bi se odredio utjecaj na ostale elemente mreže. Za predložene rješenja provest će se utjecaj na kapacitet prijenosne mreže i gubitke u prijenosnoj proračunima tokova snaga.

Iz svega navedenog potrebni su proračuni za čitav elektroenergetski sustav, te će se razmotriti statičke analize tokova snaga za predložena rješenja s ciljem da se odredi utjecaj navedenih parametara na elemente prijenosne mreže. Analiza o mogućnostima implementacije suvremenih rješenja će se provesti za sljedeće slučajeve:

- Bazni slučaj s sadašnjim stanjem
- Implementacija HTLS vodiča na 110, 220 i 400 kV
- Kompaktirani dalekovod na 110 kV, 220 i 400 kV

HTLS vodiči se primjenjuje na dalekovode koji imaju termičko ograničenje i ograničenja po pitanju sigurnosnih visina tj. dopuštenih provjesa. Oba faktora su ovisna o iznosu struje kroz vodič koja uzrokuje porast temperature pa su moguća strukturna oštećenja materijala vodiča i/ili povećanje provjesa. HTLS vodiči mogu podnijeti 2-3 puta veću struju u odnosu na klasične aluminijsko – čelične vodiče (ACSR). Povećanje struje je proporcionalno povećanju kapaciteta dalekovoda, međutim uslijed drugih ograničenja realno povećanje kapaciteta je u stvarnosti neznatno manje vrijednosti od teoretskih. U tablicama 5.6 i 5.7 dan je presjek razmatranih vodiča, njihovih električnih i tehničkih karakteristika. Za potrebe izračuna gubitaka korišteni su ACCC vodiči koji se već primjenjuju u hrvatskoj prijenosnoj mreži.

Tablica 5.6: Pregled razmatranih vodiča za 110 kV dalekovode

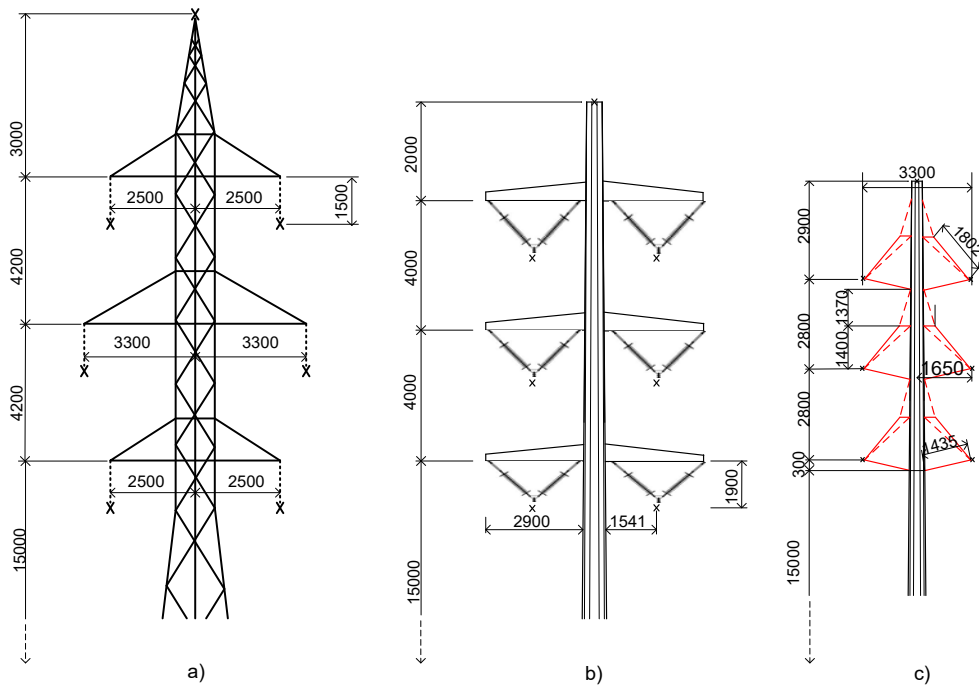
Tip vodiča	Promjer [mm]	Prekidna sila [kg]	Otpor - DC na 20°C [ $\Omega$ /km]	Struja – na 75°C [A]	$I_{\max}$ [A]	Gubitci - za 500 A [kW/km]	Omjer $I_{\max}$ ACSR
ACCC Lisbon	21,79	10554	0,0887	598	1227	22,2	1,92
ACSR HAWK	21,79	9708	0,117	605	640	29,3	1
ACCR/TW Hawk	21,64	8708	0,1153	618	1254	28,8	1,96
ACSS/TW Hawk	21,79	7077	0,1136	652	1289	28,4	2,01

Tablica 5.7: Pregled razmatranih vodiča za 220 i 400 kV dalekovode

Tip vodiča	Promjer [mm]	Prekidna sila [kg]	Otpor - DC na 20°C [ $\Omega$ /km]	$I_{\max}$ [A]	Gubitci - za 500 A [kW/km]	Omjer $I_{\max}$ ACSR
ACCC Stockholm 3L	26,4	15322	0,0617	1560	15,4	1,87
ACSR Starling	26,7	12352	0,0802	835	20,1	1
ACCC Vienna	30,42	16245	0,0445	1918	11,1	1,93
ACSR Cardinal	30,6	14791	0,059	995	14,8	1

Električni parametri prijenosnih vodova su određeni smještajem faza u glavi stupa (konfiguracija glave stupa), promjerom i brojem vodiča u snopu duž dalekovoda. Smanjenje udaljenosti između vodiča i uzemljenih dijelova konstrukcije stupa doprinosi promjeni el. parametara dalekovoda. Međusobnim približavanjem vodiča postiže se smanjenje reaktancije dalekovoda što dovodi do smanjenje ukupne impedancije dalekovoda i doprinosu povećanju prirodne snage dalekovoda. Smanjenje udaljenosti među fazama i uzemljenim dijelovima stupa ima svoje ograničenje u vidu iznosu stupnja izolacije, iznosu prenapona, iznosu električnog polja na površini vodiča i posljedično iznosu gubitaka uslijed korone. Isto tako ne treba zanemariti iznose EM polja na površini zemlje, radio smetnji i buku u koridoru dalekovoda za nazivne napone iznad 220 kV. Zbog složenosti navedene tematike svakom od navedenih problema se pristupa zasebno zbog kompleksnosti, te su nužna detaljna razmatranja koja bi utvrdila granične vrijednosti. Zbog svega navedenog ovdje će se predstaviti proračuni konstanti dalekovoda već primijenjenih kompaktnih konfiguracija za 110 kV, 220 kV i 400 kV

naponske razine ovisno o odabiru užeta, promjeru i broju užeta u snopu. Za predstavljene geometrije glave stupova za 110 kV proveden je izračun konstanti dalekovoda. Izračun konstanti dalekovoda predstavljen je u poglavlju 3.2.1.3, te su pomoću programskog paketa PSS – Siemens Line određene konstante dalekovoda. Za 110 kV kompaktirana rješenja u razmatranje je uzeta konfiguracija sa slike 5.7 c) za koju su provedena 3 slučaja s obzirom na odabir presjeka vodiča.



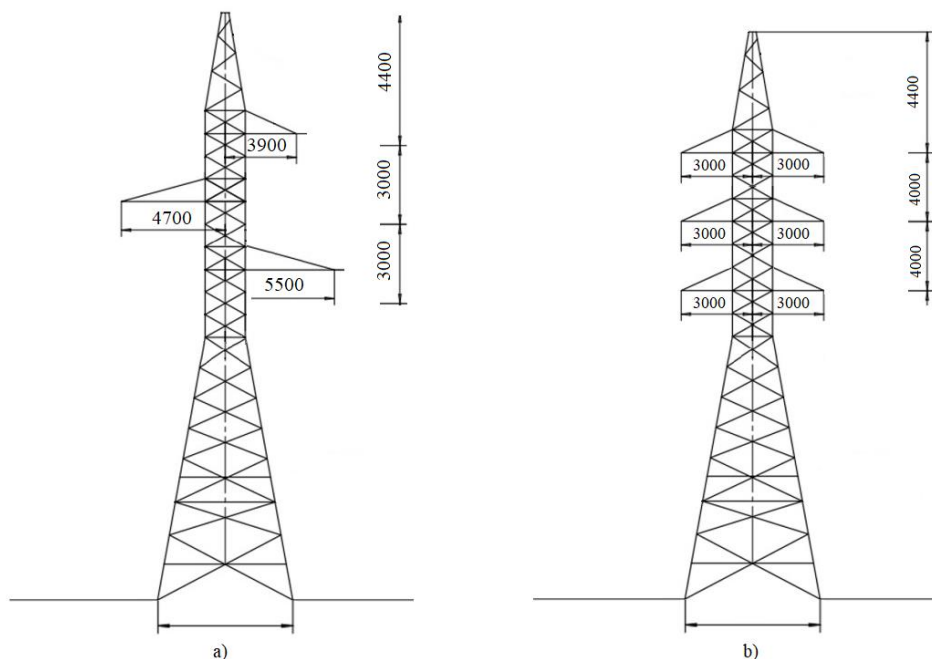
Slika 5.7: Geometrije glave stupova za 110 kV dalekovode [51]

Rezultati parametra dalekovoda odabranih rješenja prikazana su tablicom 5.8.

Tablica 5.8: Parametri za kompaktirani 110 kV dalekovod ovisni o izboru vodiča

Broj vodiča	Promjer vodiča [mm]	R [ $\Omega$ /km]	L [ $\Omega$ /km]	C [ $\mu$ S/km]	$P_{nat}$ [MW]	$P_{max}^*$ [MVA]
1	21,8	0,12	0,383	3,021	32	122
	26,8	0,08	0,371	3,134	35	148
2	21,8	0,06	0,263	4,415	47	244

Glavna karakteristika geometrije glave stupova za 220 kV je korištenje štapnih kompozitnih izolatora kojima se omogućuje smještanje dva sustava na postojeće stupove. Odabir vodiča ovisi o mehaničkim mogućnostima postojećih stupova stoga se zadržao postojeći odabir jednog vodiča ACSR Starling.



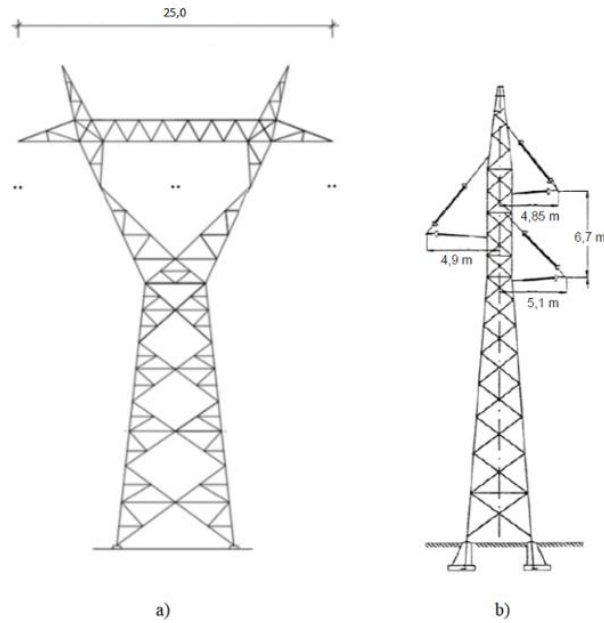
Slika 5.8: Geometrije glave stupova za 220 kV dalekovode [51]

Karakteristike predloženog rješenja prikazane su tablicom 5.9.

Tablica 5.9: Parametri za kompaktirani 220 kV dalekovod ovisni o izboru vodiča

Broj vodiča	Promjer vodiča [mm]	R [ $\Omega$ /km]	L [ $\Omega$ /km]	C [ $\mu$ S/km]	SIL [MW]	P <sub>max</sub> [MVA]
1	26,8	0,08	0,399	2,90	139	318
2	21,8	0,06	0,292	3,97	205	487
	26,8	0,04	0,286	4,07	214	636

Osnovne karakteristike 400 kV kompaktiranja određene su činjenicom da se koriste postojeći stupovi (slika 5.9 b)) na koje se spajaju nosive pokretne konzole prenoseći samo vertikalne sile težine vodiča s opremom i u slučaju vjetra odgovarajuće horizontalne sile približno okomito na trasu. Zbog mogućnosti primjene kompozitnih izolatorskih lanaca postiže se zadovoljavajuća udaljenost između vodič-vodič i vodič-uzemljeni dio i na taj način predloženo rješenje ne zauzima više prostora u odnosu na postojeći 220 kV dalekovod. Odabir vodiča za 400 kV je od iznimnog značaja zbog niza dielektričnih parametara koja će biti razmotrena za predloženo rješenje tj. ACSR Cardinal dva vodiča u snopu.



Slika 5.9: Geometrije glave stupova za 400 kV dalekovode [25]

Parametri 400 kV dalekovoda dani su u tablici 5.10.

Tablica 5.10: Parametri za kompaktirani 400 kV dalekovod ovisni o izboru vodiča

Broj vodiča	Promjer vodiča [mm]	R [ $\Omega$ /km]	L [ $\Omega$ /km]	C [ $\mu$ S/km]	$P_{nat}$ [MW]	$P_{max}$ [MVA]
2	30,38	0,03	0,304	3,742	562,9	1377
3	26,8	0,03	0,271	4,195	686,0	1733
	30,38	0,02	0,2268	4,239	701,2	2066

Provedena analiza (poglavlje 5.1) pokazuje da je 110 kV mreža osjetljivat uglavnom na povećanje opterećenja i u nekim scenarijima povećanom proizvodnjom na 110 kV, gdje dolazi do privremenih zagušenja postojećih dalekovoda. Uočeno je da 2 dalekovoda 110 kV nemaju dostatan kapacitet prijenosa i da je nužno razmotriti načine povećanja trenutnog kapaciteta dalekovoda. Mreže 220 kV i 400 kV pokazala su sličnu karakteristiku gdje je zabilježeno najveće opterećenje na kretanja uvoz/izvoz i povećanu proizvodnju. Prilikom povećanja opterećenja 220 kV i 400 kV mreža nisu pokazala značajne promjene opterećenja. Za oba naponska nivoa u prijenosnoj mreži pokazale su se kritične situacije kada postoji istodobno velika proizvodnja i veliki uvoz što dovodi do slučajeva velikog tranzita energije u smjeru sjevera. U takvim trenucima zna doći do nedovoljnih kapaciteta za granične slučajeve stoga se predlaže razmatranje povećanja kapaciteta na 220 kV ili 400 kV kako bi se otklonila ograničenja za navedene sate.

Prema analizi osjetljivosti, za određene DV u 110 kV, 220 kV i 400 kV prijenosnoj mreži predložena je primjena HTLS vodiča i kompaktiranja. Tablica 5.11 predstavlja scenarije koji uključuju razmatranje predloženih rješenja po svakoj naponskoj razini.

Tablica 5.11: Prijedlog investicija u prijenosnu mrežu

	Opis investicije
Inv_11	Implementacija HTLS vodiča na dva 110 kV OHL
Inv_12	Kompaktiranje 110 kV DV u 2×110 kV DV
Inv_21	Implementacija HTLS vodiča 220 kV OHL
Inv_22	Kompaktiranje 220 kV DV u 2×220 kV DV
Inv_23	Kompaktiranje 220 kV DV u 2×220 kV DV i implementacija HTLS vodiča
Inv_31	Izgradnja 400 kV DV
Inv_32	Kompaktiranje 220 kV DV u 400 kV DV

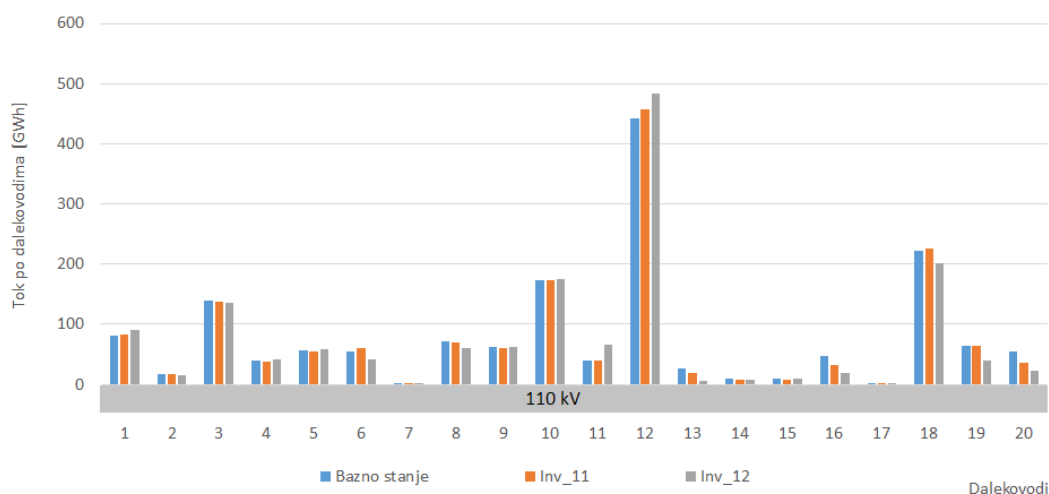
## 5.2. Rezultati primjenom kompaktiranih dalekovoda i HTLS vodiča

Numerički proračuni tokova snaga se provode na cijeloj mreži s okruženjem u PSS-u programskom paketu (predstavljeno u poglavlju 5.1.1). Zbog potpunog razumijevanja utjecaja predloženih rješenja izabran je dio prijenosne mreža kako bi se mogli vrednovati primjena pojedinih investicija. U poglavlju 5.1. proveden je izračun osjetljivosti prijenosne mreže s obzirom na razne parametre. Kroz provedene proračune u određenim scenarijima postojeća prijenosna mreža pokazala je nedostatan prijenosni kapacitet. Uzimajući u obzir i buduća kretanja povećanja tereta i priključenja obnovljivih izvora za očekivati da postojeći kapaciteta dalekovoda neće biti dostatan.

### 5.2.1. Rezultati predloženih investicija za 110 kV prijenosnu mrežu

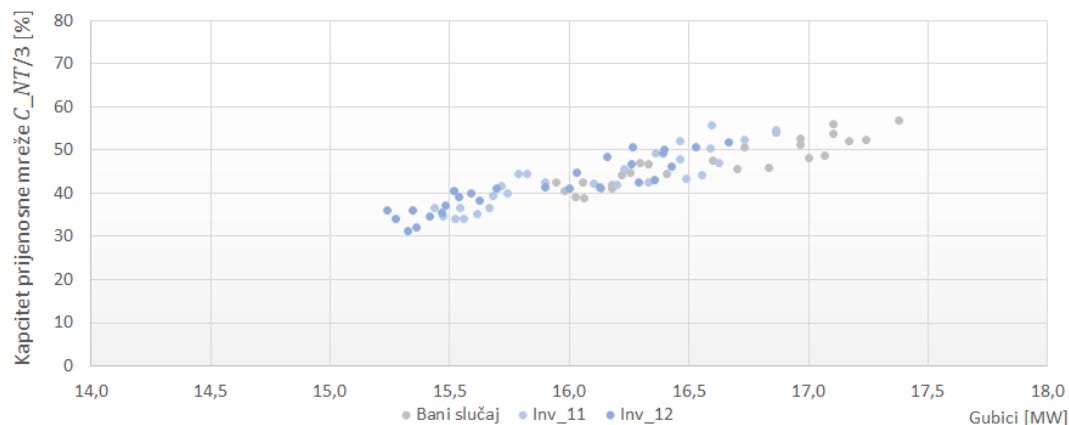
Za predloženi model prijenosne mreže razmotreni su tokovi po dalekovodima i zagušenja koja se javljaju u pojedinim scenarijima. Za kritične dalekovode (DV 12 i 18) predložena je primjena HTLS vodiče, dok je za slučaj primjene kompaktiranja odabran dalekovod 12 (godišnji tok po dalekovodu je prikazan kao prosjek toka dvije trojke) koji je iz jedno-sistemske kompaktiranjem pretvoren u dvo-sistemske. Provedeni izračun je napravljen na 25 modela koji predstavljaju jednogodišnje razmatranje. U prethodnom poglavlju dane su karakteristike razmatranih rješenja i vrste el. parametara predloženih rješenja. Izračuni su pokazali da navedene investicije nemaju utjecaj na tokove u 220 kV i 400 kV prijenosnoj mreži, što je bilo i za očekivati jer su navedene investicije električki udaljene od 220 kV i 400 kV

prijenosne mreže. Rezultati proračuna tokova snaga za promatranu 110 kV mrežu predstavljeni su slikom 5.10, gdje je vidljivo da većina dalekovoda zadržava slične godišnje tokove u odnosu na bazno stanje izuzev dalekovoda na kojima su implementirana predložena rješenja. Vidljivo je da implementacija HTLS uži slabije utječe na tokove snaga na svim dalekovodima, dok kod kompaktiranja je vidljiv utjecaj na tokove snaga što se objašnjava promjenom reaktancije za DV 12. U oba slučaja na kritičnim dalekovodima je došlo do povećanja kapaciteta dalekovoda i otklanjanja zagušenja gdje u slučaju primjene HTLS vodiča (primijenjen je na dalekovodima 12 i 18) je značajnije povećan kapacitet dalekovoda DV 18.



Slika 5.10: Izračun tokova po dalekovodima za promatranu 110 kV mrežu

Odabranih 25 modela predstavlja jednogodišnje razmatranje i na njima je proveden izračun godišnjih kretanja kapaciteta promatrane prijenosne mreže. Na slici 5.11 predstavljen je izračun za predložene investicije u prijenosnoj mreži gdje je vidljivo da obje predložene investicije doprinose povećanju kapaciteta.



Slika 5.11: Kretanje kapaciteta prijenosne mreže i gubitaka kroz godinu

Može se zaključiti da je kompaktiranjem došlo do promjene tokova snaga koji su u konačnici doprinijeli nešto povoljnijim pokazateljima u odnosu na primjenu HTLS vodiča. S obzirom da gubici čine značajan trošak u vođenju prijenosne mreže poželjno je odrediti utjecaj novih investicija na iznose gubitaka. Za navedene izračune tokova snaga proveden je izračun gubitaka na temelju ostvarenih mjerenja kako je prikazano u poglavlju 4.4. Izračun gubitaka je izvršen na godišnjoj razini za navedene slučajeve. U tablici 5.12 je dan pregled ukupnih godišnjih gubitaka u odnosu na bazno stanje. Može se zaključiti da obje investicije doprinose smanjenju gubitaka, gdje je jedina razlika da kompaktiranje uslijed promjene tokova ujedno i povoljnije utječe na gubitke na svim dalekovodima.

Tablica 5.12: Godišnji gubici za Inv\_11 i Inv\_12

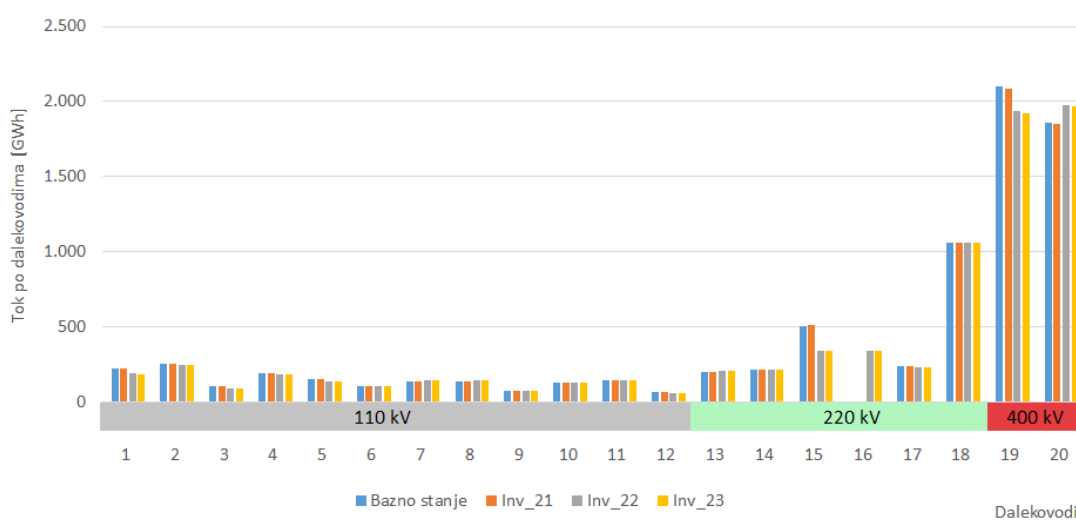
	Bazno stanje	Inv_11	Inv_12
Ukupni teret [MWh]	1.122.850	1.122.850	1.122.850
Ukupni gubici po DV [MWh]	16.174	14.982	13.035
Gubici [%]	1,44%	1,33%	1,16%

### 5.2.2. Rezultati predloženih investicija za 220 kV prijenosnu mrežu

Rezultati proračuna ukazuju da na 220 kV mreži isključivo dolazi do preopterećenja prilikom znatnog povećanja proizvodnih kapaciteta na 220 kV mreži. U svim ostali slučajevima nije zabilježeno značajnije opterećenje. U sklopu budućih planova integracije obnovljivih izvora za očekivati je da će javiti potreba za povećanjem kapaciteta u slučajevima istodobne značajne proizvodnje iz postojećih izvora i budućih planiranih obnovljivih izvora. Moguće rješenje za navedene scenarije je pojačanje postojećih pravaca na 220 kV mreži ili prelazak dijela mreže na 400 kV naponski nivo. Kako se u blizini 220 kV dalekovoda nalaze i 400 kV transformatorske stanice postoje realne mogućnosti da se postojeći 220 kV dalekovodi spoji na 400 kV rasklopno postrojenje uz potrebne preinake. Mogućnosti prelaska 220 kV dalekovoda na 400 kV naponski nivo prezentirati će se u idućem poglavlju, dok će se za slučaj povećanja kapaciteta prijenosne mreže provesti analiza za 220 kV rješenja predstavljena u prethodnom poglavlju. U navedena razmatranja će se uzeti HTLS uže ACCC Stockholm 3L presjeka 519,6 mm<sup>2</sup>, promjera 26,4 mm i osnovnih tehničkih karakteristika predstavljenih u tablici 5.7. Na postojeći dalekovod će se primijeniti kompaktirani dizajn gdje se postojeći jedno-sistemske kompaktiranjem pretvara u dvo-sistemske s geometrijom stupa kako je prikazano na slici 5.6 i vodičem ACSR Starling presjeka 360/57 mm<sup>2</sup> i ACCC Stockholm 3L.

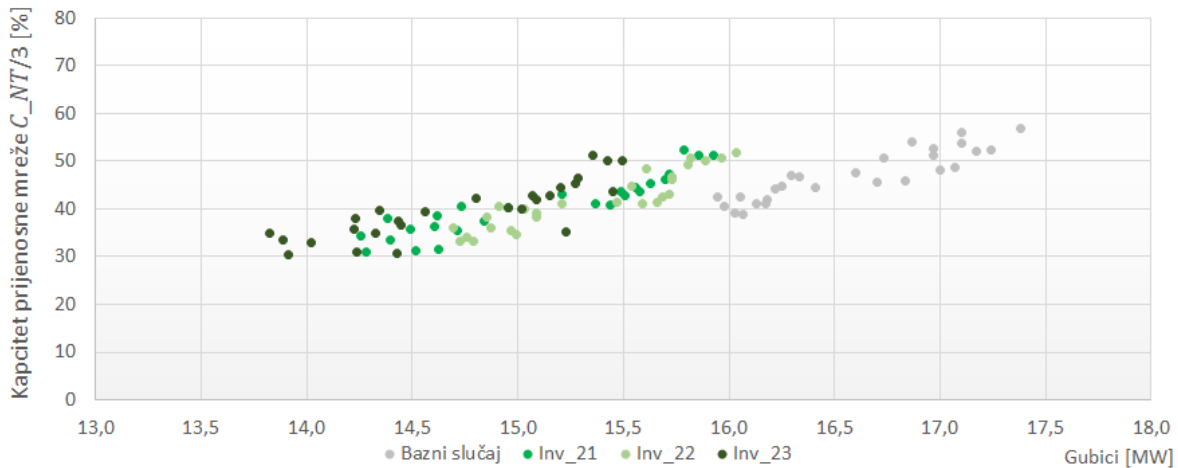


Provedeni izračun je napravljen na istim modelima kao i u slučaju 110 kV analize koji predstavlja jednogodišnje razmatranje. Predložena investicija Inv\_21 uključuje implementaciju HTLS vodiča za razmatrani 220 kV dalekovod (DV 15). Sa slike 5.12 vidljivo je ne postoji promjena toka na promatranim dalekovodima. Investicija Inv\_22 uključuje primjenu kompaktiranja za navedeni dalekovod (DV 15 na slici) u dvostruki 220 kV dalekovod (DV 16 – druga trojka). Izračuni su pokazali da investicija Inv\_22 ima utjecaj na tokove u 110 kV i 400 kV prijenosnoj mreži. Može se primijetiti da postojeća opterećenja/tokovi za 110 kV prijenosnu mrežu su se načelno smanjila, dok za dva dalekovoda 400 kV postoji promjena tokova (smanjenja toka za DV 19, a za DV 20 povećanje toka). Obrazloženje navedenih kretanja je da je DV 19 električki paralelan s kompaktiranim 220 kV dalekovodom stoga se dio opterećenja prebacio s 400 kV na 220 kV mrežu. Povećanje opterećenja DV 20 je uzrokovano smanjenjem reaktancije cijele prijenosne mreže uslijed kompaktiranja 220 kV dalekovoda, što uzrokuje porast opterećenja na DV 20 koji ujedno predstavlja uvoz iz susjednog prijenosnog sustava. Investicija Inv\_23 uključuje primjenu HTLS vodiča za kompaktirani 220 kV dalekovod, te je vidljivo da se dobivaju slični rezultati kao i za Inv\_22. Kao i u prethodno provedenim razmatranjima primjena HTLS uži ne utječe značajno na tokove snaga za sve DV na promatranoj prijenosnoj mreži. Utjecaj kompaktiranja na 220 kV mreži je doprinio smanjenju ukupne reaktancija 220 kV mreže i na taj način omogućio veći tok kroz 220 kV mrežu. Na taj način je rasteretio dio dalekovoda na 110 kV i 400 kV prijenosnoj mreži i dio tokova sa 110 kV i 400 kV prijenosnu mrežu preuzeo na sebe. Navedeni učinka je nešto veći za 400 kV mrežu zbog bolje povezanosti/blizine i manje impedancije između navedenih naponskih nivoa.



Slika 5.12: Izračun tokova po dalekovodima za promatranu 110/220/400 kV mrežu

Kako je vidljivo navedene investicije su prvenstveno imale za cilj povećanju kapaciteta u 220 kV mreži što je i ostvareno za sve promatrane slučajeve (Slika 5.13). Vidljivo je da Inv\_21 i Inv\_22 imaju slične pokazatelje za promatrano razdoblje, dok Inv\_23 ima nešto manje gubitke u odnosu na prve dvije investicije



Slika 5.13: Kretanje kapaciteta prijenosne mreže i gubitaka kroz godinu

Za predložene investicije napravljen je izračun gubitaka na temelju projiciranih tokova snaga kako je prikazano u poglavlju 4.4. Izračun gubitaka je izvršen na godišnjoj razini za navedene slučajeve. U tablici 5.13 je dan pregled ukupnih godišnjih gubitaka u odnosu na bazno stanje. Može se zaključiti da sve tri investicije doprinose smanjenju gubitaka, gdje je jedina razlika da kompaktiranje s HTLS vodičima značajnije doprinosi smanjenju gubitaka.

Tablica 5.13: Godišnji gubici za Inv\_21, Inv\_22 i Inv\_23

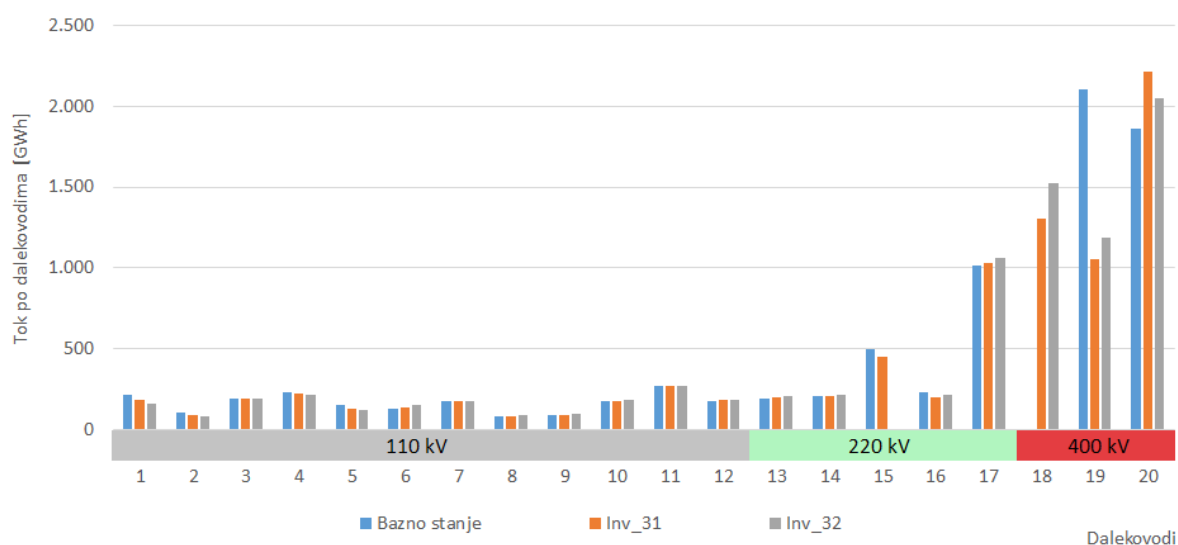
	Bazno stanje	Inv_21	Inv_22	Inv_23
Ukupni teret [MWh]	7.859.797	7.840.203	7.905.630	7.890.248
Ukupni gubici po DV [MWh]	89.446	85.061	85.754	82.275
Gubici [%]	1,14%	1,08%	1,08%	1,04%

### 5.2.3. Rezultati predloženih investicija za 400 kV prijenosnu mrežu

Analiza osjetljivosti prikazana u poglavlju 5.1.2 ukazuje da povećanja tokova i preopterećenja na 400 kV prijenosnoj mreži dolazi uslijed povećanja uvoza i povećanja proizvodnih kapaciteta na 400 kV mreži. Za sva ostala razmatranja nije zabilježeno značajnije opterećenje. Navedena problematika 400 kV mreže dolazi još više do izražaja kada se uzmu u obzir budući planova integracije obnovljivih izvora u susjednim zemljama pa je za očekivati da će sve češće dolaziti do neplaniranih/nepredvidivih tranzita prvenstveno na 400 kV mreži. Kao jedino moguće rješenje nameće se povećanje postojećih kapaciteta na 400 kV. Rješenja koja su

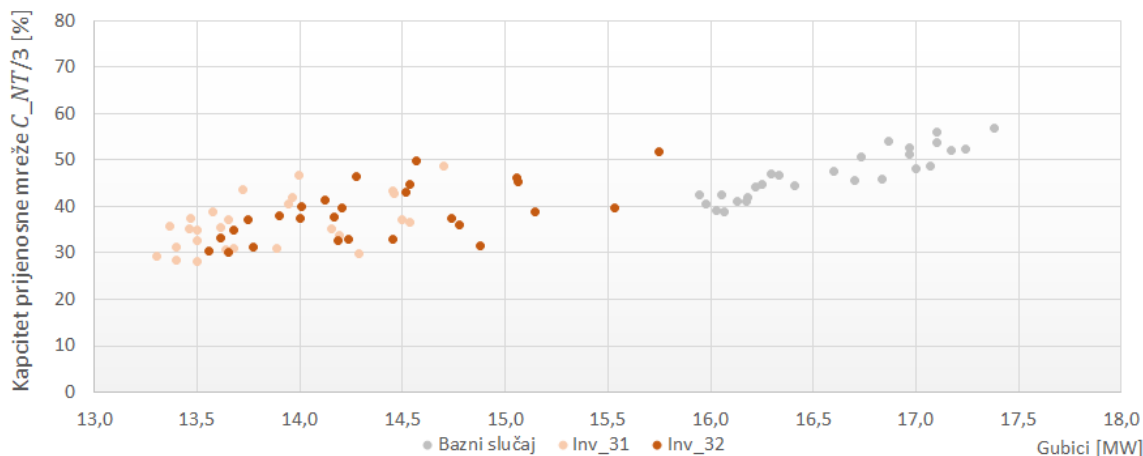
razmatrana, prezentirana su u tablici 5.11. U ovom slučaju nije razmatrano povećanje HTLS užadi iz razloga što je na promatranoj mreži samo jedan 400 kV pravac od juga prema sjeveru i što je predmetni dalekovod star skoro 50 godina. U slučajevima neraspoloživosti dalekovoda na spomenutom 400 kV pravcu sva energija se zatvara kroz 220 kV i 110 kV prijenosnu mrežu. Iz navedenih razloga se razmatra gradnja novog 400 kV dalekovoda ili kao što je već prije spomenuto kompaktiranje postojećeg 220 kV na 400 kV iz razloga što se postojeći 220 kV dalekovod nalazi u neposrednoj blizini 400 kV transformatorskih stanica. Skice stupa i geometrija glave dalekovoda predstavljeni su na slici 5.8, dok je za vodiče predstavljene u tablici 5.7 odabran ACSR Cardinal presjeka 490/65 mm<sup>2</sup> u konfiguracija dva vodiča u snopu međusobno udaljena 40 cm.

Provedeni izračun je napravljen na istim modelima kao i prethodna dva razmatranja i odabrani modeli predstavljaju jednogodišnje razmatranje. Provedena analiza je pokazala značajne razlike za odabrana rješenja te su kretanja tokova predstavljeni slikom 5.14. Primjenom kompaktiranja postojećeg 220 kV (DV 15) dalekovoda na 400 kV (DV 18) dolazi do gubitka glavne funkcije postojeće 220 kV prijenosne mreže (prijenos energije u smjeru jug => sjever). Vidljivo je da u tom slučaju sva energija na 220 kV dominantno prelazi na 400 kV i na taj način doprinosi povećanju ukupnog toku na 400 kV. U slučaju izgradnje novog 400 kV (DV 18) dalekovoda reaktancija 400 kV mreže se značajno smanjuje i u tom slučaju se povećava uvoz na 400 kV (DV 20) dalekovodu. Vidljivo je da dolazi do povećanja tokova na 400 kV prijenosnoj mreži što za posljedicu ima povoljniji utjecaj za 110 kV i 220 kV gdje dolazi do smanjenja tokova snaga.



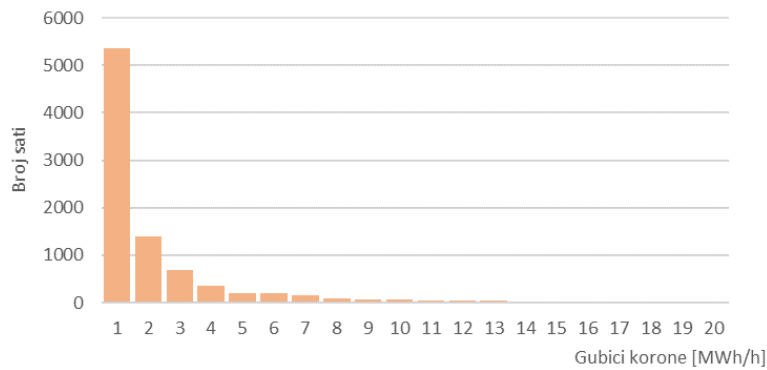
Slika 5.14: Izračun tokova po dalekovodima za promatranu 110/220/400 kV mrežu

Predložene investicije imaju za cilj povećanje kapaciteta 400 kV prijenosne mreži što je i ostvareno za sve promatrane slučajeve (Slika 5.15). Vidljivo je da Inv\_31 ima bolje pokazatelja u odnosu na Inv\_22 prvenstveno iz razloga većeg kapaciteta postojeće 220 kV prijenosne mreže.



Slika 5.15: Kretanje kapaciteta prijenosne mreže i gubitaka kroz godinu

Izračun gubitaka za investicije u 400 kV prijenosnoj mreži napravljen je na temelju projiciranih tokova snaga kako je prikazano u poglavlju 4.4. Izračun gubitaka za predložene investicije za 400 kV zna biti izazovan uslijed dodatnih gubitaka korone i gubitaka na izolatorima. Prilikom izračuna gubitaka za klasično rješenje korištena su postojeća povijesna ostvarenja na identičnim konfiguracijama stupova. Izračun gubitaka za predloženo kompaktirano rješenje se vrši na način da se kroz faktor  $k$  odredi razlika između klasičnog rješenja i kompaktiranog. Način na koji će se to odrediti je izračun ukupnih gubitaka i gubitaka korone prema formuli 5.14 i 5.15 za oba slučaja. Faktor  $k_{comp}$  predstavlja postotno povećanje između gubitaka uslijed kompaktiranja za predloženu konfiguraciju. Godišnji izračun gubitaka uslijed korone ne ovisi o tokovima i provedenim izračunima, stoga se izračun gubitaka korone vrši prema godišnjoj raspodjela gubitaka korone (Slika 5.16).



Slika 5.16: Raspodjela godišnjih gubitaka uslijed korone

Navedena analiza je predstavljena i obrađena u poglavlju 4.4. te se ukupni gubici za kompaktirani 400 kV dalekovod prikazuju kao gubici uslijed tokova snaga i korone kako je prikazano:

$$P_{400 \text{ gubitaka}} = P_{\text{Joule}} + P_{\text{Korona}} \text{ [MWh]} \quad (5.14)$$

$$P_{\text{Korona}} = P_{\text{Korona\_mjerjenja}} * k_{\text{Komp}} \text{ [MWh]} \quad (5.15)$$

Gubici korone se određuju na način da se postojeći izračuni korone preko faktora  $k_{\text{Komp}}$  preračunava za nove konfiguracije. Za klasično rješenje faktor  $k_{\text{Komp}}$  je 1, dok se za kompaktirani dalekovod faktor  $k_{\text{Komp}}$  računa kao omjer gubitaka korone:

$$k_{\text{Komp}} = \frac{P_{\text{Korona}_{\text{klas}}}}{P_{\text{Korona}_{\text{Komp}}}} \text{ [%]} \quad (5.16)$$

U tablici 5.14 je dan pregled ukupnih godišnjih gubitaka u odnosu na bazno stanje. Može se zaključiti da sve investicije doprinose smanjenju gubitaka, gdje je jedina razlika da izgradnja novog 400 kV dalekovoda ima najpovoljnije pokazatelje prvenstveno iz razloga što je zadržana postojeća 220 kV prijenosna mreža i samim time dolazi do bolje raspodjele tokova po svim naponskim nivoima.

Tablica 5.14: Godišnji gubici za bazno stanje, Inv\_31 i Inv\_32

	Bazno stanje	Inv_31	Inv_32
Ukupni teret [MWh]	8.129.206	8.620.636	8.364.948
Ukupni gubici po DV [MWh]	86.536	76.269	77.926
Gubici [%]	1,06%	0,88%	0,93%

### 5.3. Zaključne preporuke

Svrha provedenih analizi je razmotriti utjecaj HTLS vodiča i kompaktiranog dizajna na postojeće dalekovode i prijenosnu mrežu. Primjena mogućih rješenja na 110/220/400 kV prijenosnu mrežu pokazuje je da navedene tehnologije imaju svojstveno ponašanje. Primjena HTLS vodiča ne uzrokuje promjene u tokovima snaga i ima ograničen utjecaj na povećanje kapaciteta prijenosne mreže. Implementacija HTLS vodiča na samo jednom dalekovodu doprinosi povećanju prijenosnog kapaciteta tog dalekovoda i za slučajeve gdje u prijenosnoj mreži ima jedan kritičan dalekovod primjena HTLS vodiča je prihvatljivo rješenje. Za slučajeve gdje postoji više kritičnih elemenata potrebna je implementacija HTLS vodiča na više mjesta i u takvim slučajevima se može doprinijeti povećanju kapaciteta cijele prijenosne mreže, međutim trošak i isplativost takvog rješenja može biti od presudne važnosti za realizaciju. Primjena kompaktiranja na postojećim dalekovodima omogućuje značajno povećanje kapaciteta dalekovoda i ujedno mijenja tokove u cijeloj mreži. Potrebne analize u slučaju primjene HTLS vodiča u prijenosnu mrežu mogu biti jednostavnije dok primjena kompaktiranja zahtjeva detaljnije analize, pogotovo za one dalekovode gdje može doći do povećanja tokova na susjednim dalekovodima.

Kompaktirani dalekovodi predviđaju složenu geometriju glave stupa, zamjenu ovjesne opreme, zamjenu vodiča i primjenu kompozitnih štapnih izolatora. Isto tako treba uzeti u obzir činjenicu da kompaktirana rješenja nisu standardna tj. zahtijevaju dodatna mehanička i električna razmatranja s obzirom na odabranu geometriju glave stupa. U nastavku disertacije će se na postojećem 400 kV kompaktiranom rješenju napraviti analiza električnih parametara. Provjera relevantnih mehaničkih svojstva dalekovoda koja uključuju provjeru opterećenja stupnih mjesta neće biti razmatrana i nije dio ove disertacije. Za odabrano kompaktirano rješenje izračunat će se koordinacija izolacija, električna i magnetska polja pojedinih komponenti dalekovoda, zagrijavanje vodiča i ovjesne opreme i odrediti raspoloživost s obzirom na rezultate koordinacije izolacije.

## 6. KOORDINACIJA IZOLACIJE PREMA IEC 60071-2

Izolacijska svojstva opreme se određuju koordinacijom izolacije s obzirom na napone koji se mogu pojaviti na mjestu ugradnje, uvažavajući pritom atmosferske uvjete i tehničke karakteristike opreme. Izolacijski sustavi visokonaponskih (VN) uređaja u pogonu su trajno izloženi nazivnom izmjeničnom naponu frekvencije 50 Hz, ali i povremenim prenaponima koji ih mogu ugroziti. Stoga VN opremu treba dimenzionirati tako da izdrži dielektrična naprezanja koja se mogu javiti za vrijeme dielektričnih ispitivanja i u pogonu.

Uslijed povećanje prijenosnih kapaciteta u rasklopnim postrojenjima i dalekovodima prelaskom na viši naponski nivo javlja se potreba za dimenzioniranjem izolacije. Koordinaciju izolacije i prikladan izbor prenaponske zaštite potrebno je posebno ostvariti u slučaju kompaktiranih dalekovoda koji imaju manje fazne i međufazne izolacijske razmake u odnosu na klasične dalekovode istog naponskog nivoa [19]-[25].

Do pojave prenapona koji uzrokuju kvarove na nadzemnim vodovima može doći u slučaju udara munje u dalekovod ili u neposrednu blizinu te uslijed sklopnih operacija uklapanja i isklapanja dalekovoda [83]. U oba slučaja dolazi do preskoka na izolatorskom lancu dalekovoda što uzrokuje složene elektromagnetske pojave koje obuhvaćaju fizikalni proces pražnjenja u zraku.

Određivanje iznosa atmosferskih i sklopnih prenapona se vrši prema usuglašenom procesom definiranim u normi IEC 60071-1 i IEC 60071-2 [84], [85]. Proces izračuna prenapona se vrši na način da se prvo modelira razmatrani dalekovod i iz rezultata proračuna sklopnih/atmosferskih prenapona određuju reprezentativni prenaponi, zatim koordinacijski podnosivi naponi, zahtijevani podnosivi naponi i standardni podnosivi naponi opreme.

Za predloženo rješenje kompaktiranja postojećeg 220 kV dalekovoda u 400 kV (iz prethodnog poglavlja) provest će analiza određivanja koordinacije izolacije navedenom normom. Kroz provedeni izračun odrediti će se iznosi prenapona i potrebni minimalni fazni i međufazni izolacijski razmaci. Za slučajeve pojave većih iznosi prenapona od propisanih standardom razmotriti će se primjena odvodnika prenapona.

Duljina razmatranog dalekovoda iznosi gotovo 300 km, tako da se s električnog stajališta za 400 kV DV posebna pažnja daje iznosu sklopnih prenapona koji su uglavnom određeni geometrijom dalekovoda i karakteristikom prijenosne mreže gdje se smješta predmetni dalekovod. U uvjetima slabih opterećenja može doći do povišenja napona iznad

dopuštenih vrijednosti, budući da se DV nalazi u relativno slaboj 400 kV mreži tj. nema velikih proizvodnih jedinica spojenih na 400 kV. Nužno je odrediti potrebni izolacijski nivo predmetnog dalekovoda tako da se izvrši modeliranje dalekovoda i električnih prilika nadomjesne prijenosne mreže. Uz zahtijevani izolacijski nivo vezane su minimalne zračne udaljenosti između vodiča, između vodiča i uzemljenih dijelovima stupa koji se određuje u skladu s međunarodnim standardima za koordinaciju izolacije IEC 60071-1 i IEC 60071-2.

## 6.1. Prenaponi u elektroenergetskom sustavu

Elementi prijenosne mreže su trajno izloženi pogonskom naponu i povremenim prenaponima koji mogu dosegnuti značajne vrijednosti. Prenapon se definira kao svaka vrijednost napona (između faznog vodiča i zemlje ili između faznih vodiča) čiji iznos je veći od odgovarajuće dimenzionirane vrijednosti opreme. Prema normi IEC 60071-1 napone možemo podijeliti na atmosferske (trajanja do nekoliko desetaka mikrosekundi), sklopne (trajanja do nekoliko milisekundi) i privremene koji mogu trajati i nekoliko minuta, a frekvencija im je bliska nazivnoj (Tablica 6.1).

Tablica 6.1 Vrste i valni oblici prenapona [84]

Vrsta napona	Niska frekvencija		Prijelazni		
	Trajni	Privremeni	Polagani (sklopni)	Brzi (atmosferski)	Vrlo brzi
Valni oblik napona					
Karakteristike valnih oblika napona	$f=50$ Hz ili $60$ Hz $T_t \geq 3600$ s	$10$ Hz $< f < 500$ Hz $0,03$ s $\leq T_t \leq 3600$ s	$20$ $\mu$ s $< T_1 \leq 5000$ $\mu$ s $T_2 \leq 20$ ms	$0,1$ $\mu$ s $< T_1 \leq 20$ $\mu$ s $T_2 \leq 300$ $\mu$ s	$3$ ns $< T_1 \leq 100$ ns $0,3$ MHz $< f_1 < 100$ MHz $30$ kHz $< f_2 < 300$ kHz
Standardni oblici napona					*
Standardno ispitivanje podnosivosti	*	Ispitivanje kratkotrajnim naponom industrijske frekvencije	Ispitivanje sklopnim udarnim naponom	Ispitivanje atmosferskim udarnim naponom	*

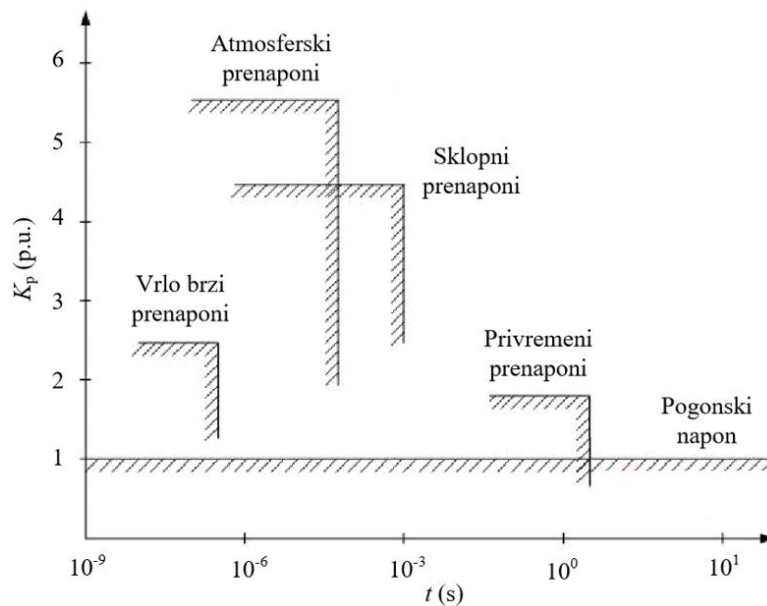
\* Potrebno definirati unutar radnih grupa za VN opremu

Da bi se osigurao pouzdani pogon EES potrebno je dimenzionirati izolaciju elemenata prijenosnog sustava da izdrži dielektrična naprezanja kojima može biti izvrgnuta u normalnom pogonu i prijelaznim stanjima. VN opremu posjeduje definirani stupanj izolacije (SI) koji se



određuje kroz koordinaciju izolacije i određen je podnosivim naponom, podnosivim atmosferskim i sklopnim udarnim naponom. Pregled vrsta prenapona dan je tablicom 6.1 gdje su prikazuje vrste prenapona i njihove valne oblike prema normi IEC 60071-1 [84].

Dimenzioniranje izolacija uzima u obzir i ekonomska razmatranja, te prilikom dimenzioniranja nije moguće postići da oprema izdrži sve prenapone, posebno atmosferske i sklopne. Slika 6.1 prikazuje prenapone prema trajanju i faktoru prenapona  $K_p$  [81].



Slika 6.1: Klasifikacija prenapona prema trajanju i faktoru prenapona [81]

Na ordinati je prikazan koeficijent prenapona  $K_p$  kao omjer amplitude prenapona i fazne vrijednosti maksimalnog pogonskog napona:

$$K_p = \frac{U_{MAX}}{\sqrt{2} \frac{U}{\sqrt{3}}} = 1.125 \frac{U_{MAX}}{U} \quad (6.1)$$

gdje je  $U_{MAX}$  amplituda prenapona, a  $U$  efektivna vrijednost linijskog napona.

Sklopni, atmosferski i ultra brzi prenaponi imaju prijelazni karakter, te mogu dosegnuti amplitudu u jako kratkom vremenu, naklon čega se prigušuju i nestaju. S druge strane privremena povišenja napona traju znatno dulje od nekoliko sekundi pa do nekoliko sati.

Amplitude sklopnih prenapona pri uklopu dalekovoda ovise o vrsti prekidača (s ili bez uklopnih otpornika), iznosu kratkog spoja i karakteru mreže u kojoj se uklapa dalekovod, duljini dalekovoda i kompenzaciji, opremi na krajevima dalekovoda (odvodnici prenapona, mjerni

transformatori). Tropolni APU može generirati vrlo visoke sklopne prenapone zbog preostalog naboja na dalekovodu. Izbijanje preostalog naboja na dalekovodu ovisi najvećim dijelom o izvedbi naponskih transformatora u transformatorskim stanicama. Ako se na krajevima dalekovoda nalaze kapacitivni naponski transformatori, dalekovod nakon isklopa može još neko vrijeme ostati nabijen, što nije slučaj kod induktivnih naponskih transformatora. Izbijanje preostalog naboja na dalekovodu ovisi i o vodljivosti površine izolatorskih lanaca, pojavi korone na vodičima i vremenu ponovnog uklopa.

Atmosferski prenaponi su prenaponi prijelaznog karaktera i brzog porasta čela koji dostižu amplitudu u kratkom vremenu, naklon čega se prigušuju i nestaju. Do pojave atmosferskih prenapona koji uzrokuju kvarove na nadzemnim vodovima može doći u slučaju izravnog udara munje u fazni vodič, udara munje u stup ili zaštitni vodič praćeno povratnim preskokom na fazne vodiče te elektromagnetskih i elektrostatičkih utjecaja prilikom udara munje u tlo u neposrednoj blizini nadzemnog voda ili stupa dalekovoda [82]. Preskoci uzrokovani atmosferskim prenaponima su najčešći razlog ispada i kvarova nadzemnih prijenosnih vodova, a mogu uzrokovati oštećenje opreme u postrojenjima elektroenergetskog sustava te ugroziti sigurnost opskrbe krajnjih kupaca električne energije. Utjecaj atmosferskih pražnjenja na rad nadzemnih vodova posebno je izražen u područjima za koje je karakteristična velika gustoća udara munja u tlo i visoki specifični otpor tla.

Koordinacija izolacije predstavlja izbor izolacijskih svojstava opreme s obzirom na napone koji se mogu pojaviti na mjestu ugradnje, uzimajući u obzir atmosferske uvjete i karakteristike prenaponske zaštite. Prenaponska zaštita može se ostvariti na dva načina (ili u kombinaciji):

- a) ograničenjem prenapona na mjestu njihovog nastanka: atmosferske prenapone moguće je ograničiti zaštitnom užadi i smanjenjem otpora uzemljenja dalekovodnih stupova, dok je sklopne prenapone moguće ograničiti upotrebom prekidača s uklopnim otpornicima ili kontroliranim sklapanjem;
- b) ograničenjem prenapona ugradnjom odvodnika prenapona u blizini VN opreme. Za prenaponsku zaštitu elektroenergetskih postrojenja i dalekovoda upotrebljavaju se odvodnici prenapona koji se ponašaju kao nelinearni otpornici čija se vrijednost mijenja ovisno o amplitudi željenog napona. Odvodnici prenapona trebaju štiti opremu na način da što učinkovitije ograničavaju atmosferske i sklopne prenapone ispod razine podnosivog napona opreme, a da se pri tome energetske ne preoptereće uslijed privremenih prenapona.

## 6.2. Koordinacije izolacije prema normi IEC 60071-2

Postupak koordinacija izolacije obuhvaća određivanje dielektrične čvrstoće izolacije opreme s obzirom na iznose privremenih prenapona koji se mogu pojaviti, uzimajući u obzir uvjete okoliša i karakteristike zaštitne opreme. Za cjelovitu analizu koordinacije izolacije 400 kV dalekovoda najveća dielektrična opterećenja mogu se očekivati pri sklopnim operacijama uklapanja nabijenog dalekovoda. Provedenim proračunima određuje se iznos sklopnih prenapona, koordinacijski podnosivi naponi, zahtijevani podnosivi naponi i standardni podnosivi naponi opreme. Na temelju dobivenih vrijednosti određuju se minimalni fazni i međufazni izolacijski razmaci. Navedeni postupak proveden je u skladu s postojećom normom za koordinaciju izolacije [83] i prikazan je na slici 6.2. Raspodjele reprezentativnih faznih prenapona određena je s 2 % vjerojatnosti  $U_{e2}$ , devijacijom  $\sigma_e$  (6.2) i graničnom vrijednosti  $U_{et}$  (6.3).

$$\sigma_e = 0,25 \cdot (U_{e2} - 1) \quad (6.2)$$

$$U_{et} = U_{e50} + 3\sigma \quad (6.3)$$

$U_{e50}$  je 50 % iznos kumulativne vjerojatnosne raspodjele faznih prenapona  $F=(U_e)$ . Vjerojatnost raspodjele reprezentativnih linijskih prenapona određuje se s 2 % vjerojatnosti  $U_{p2}$ , devijacijom  $\sigma_p$  (6.4) i graničnom vrijednosti  $U_{pt}$  (6.5).

$$\sigma_p = 0,25 \cdot (U_{p2} - 1,73) \quad (6.4)$$

$$U_{pt} = 1,25 \cdot U_{p2} + 0,34 \quad (6.5)$$

Reprezentativni međufazni prenapon se procjenjuje na temelju izolacijskih karakteristika između faza i sastoji se od dvije komponente jednake amplitude i suprotnog polariteta. Vrijednost linijskog reprezentativnog prenapona  $U_{p2re}$  određuje se:

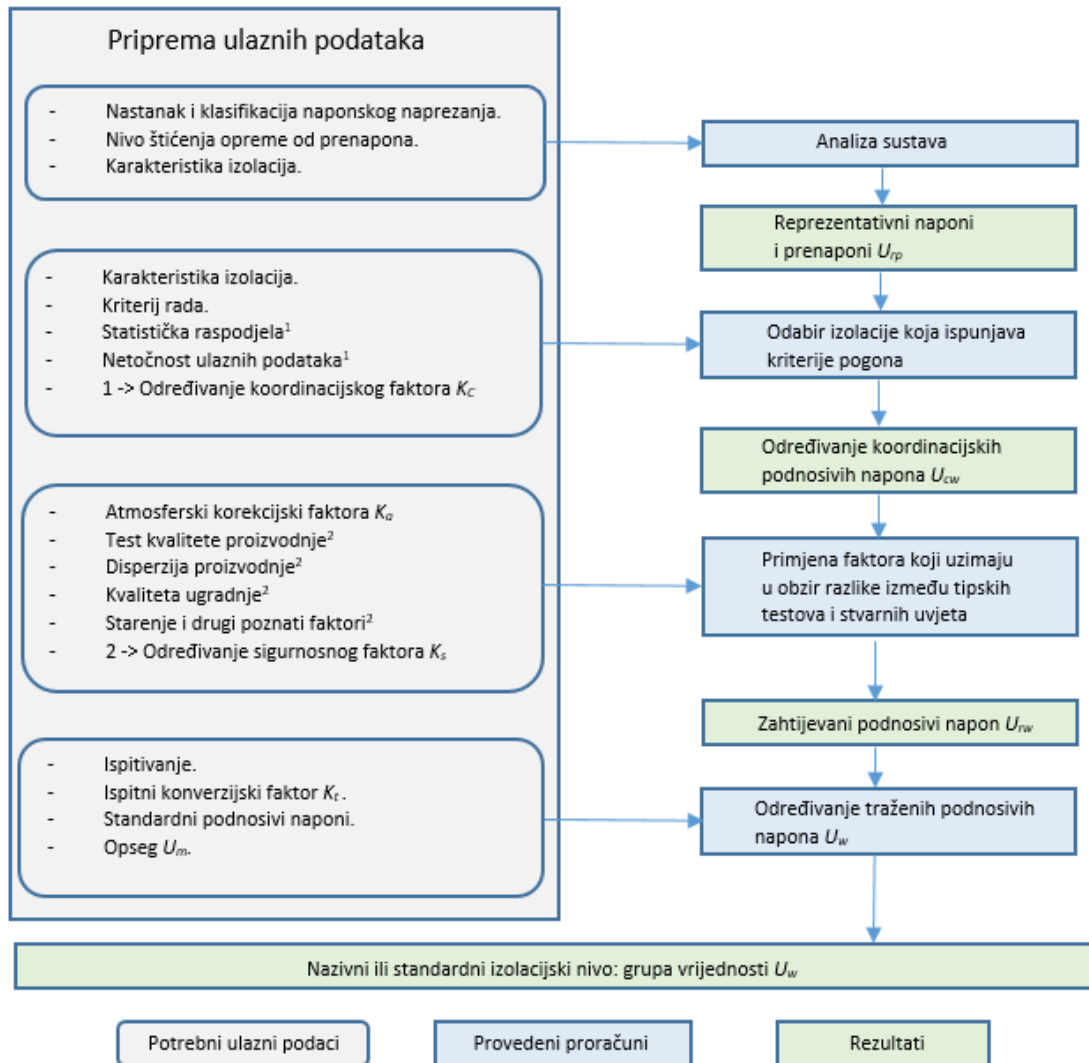
$$U_{p2re} = 2 \cdot (F_1 U_{p2} + F_2 U_{e2}) \quad (6.6)$$

gdje su  $F_1$  i  $F_2$ :

$$F_1 = \frac{1}{2 - \sqrt{2}} \left[ 1 - \frac{\sqrt{1 + B^2}}{1 + B} \right] \quad (6.7)$$

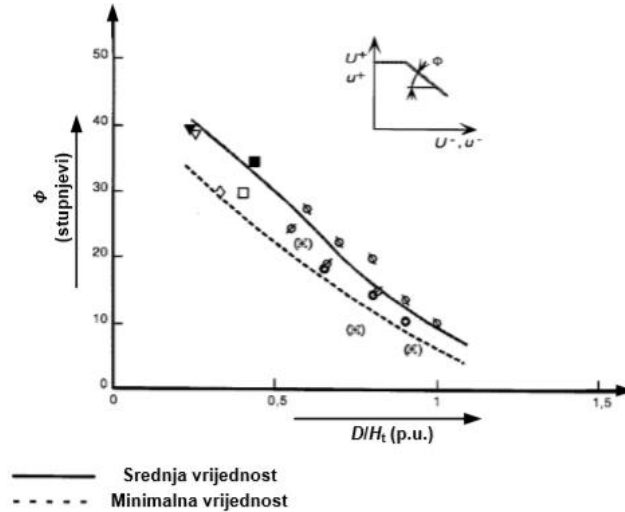
$$F_2 = \frac{1}{2 - \sqrt{2}} \left[ 2 \frac{\sqrt{1 + B^2}}{1 + B} - \sqrt{2} \right] \quad (6.8)$$

Konstanta  $B$  (6.7) i (6.8) ima vrijednost za unutarnju izolaciju  $B=1$ , a za vanjsku  $B<1$ .



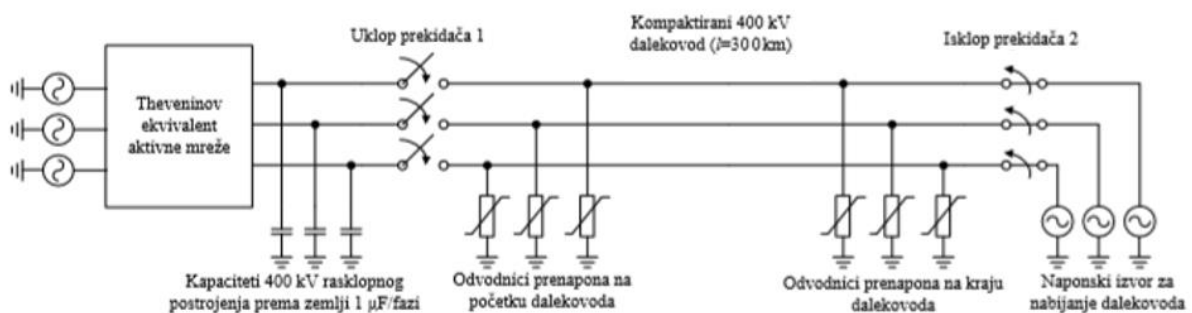
Slika 6.2: Određivanje standardnog izolacijskog nivoa opreme [84]

Dijagram ovisnosti  $\Phi=f(D/H_t)$  prikazan je na slici 6.3. Za vanjsku izolaciju vrijedi  $B=tg\Phi$  i kut  $\Phi$  zavisi o omjeru  $D/H_t$ , gdje je  $D$  razmak između vodiča, a  $H_t$  srednja visina vodiča iznad tla.


 Slika 6.3: Ovisnost kuta  $\Phi$  o omjeru  $D/H_t$  [84]

### 6.3. Određivanje faznih i međufaznih razmaka uz prihvatljivu raspoloživost pogona dalekovoda

Za određivanje iznosa faznih i međufaznih razmaka dalekovoda potrebno je napraviti proračun sklopnih i atmosferskih prenapona. Za predloženi kompaktirani 400 kV dalekovod nepovoljniji slučaj iznosa prenapon će se javiti prilikom izračuna sklopnih prenapona, pa će se na temelju izračuna sklopnih prenapona odrediti iznosa faznih i međufaznih razmaka. Model za statistički proračun sklopnih prenapona prikazan je na slici 6.4. Radi se o postojećem 220 kV dalekovoda koja se može iskoristiti za prelazak na napon 400 kV tako da se na postojećim stupovima izrade konstrukcije s konzolama od štapnih kompozitnih izolatora.



Slika 6.4: Model za proračun sklopnih prenapona [84]

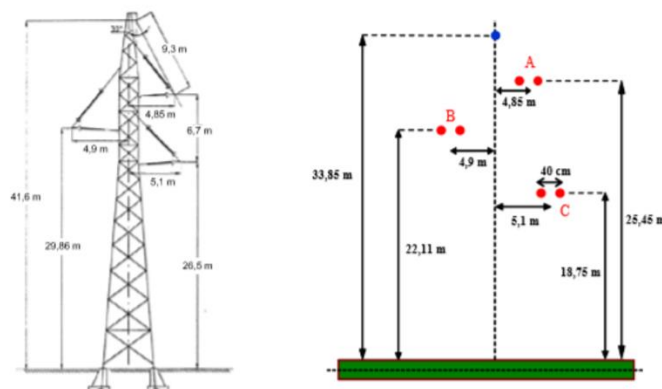
Prilikom određivanja sklopnih prenapona promatran je najnepovoljniji slučaj u kojemu se javljaju najviši sklopni prenaponi tj. trolni APU s jedne strane nabijenog 400 kV dalekovoda duljine 300 km. Ovdje je simuliran slučaj ponovnog uklapanja dalekovoda s

preostalim nabojem, što je s obzirom na visine sklopnih prenapona teži slučaj od uklapanja neopterećenog dalekovoda. Na krajevima dalekovoda nalaze se kapacitivni naponski transformatori pa nakon isklopa prekidača dalekovod može još neko vrijeme ostati nabijen, što nije slučaj kod induktivnih naponskih transformatora. Isklapanje neopterećenog dalekovoda tj. prekidanje kapacitivne struje događa se pri njenom prolasku kroz nulu. Napon tada ima maksimalnu vrijednost pa ovisno o vremenskim uvjetima dalekovod može određeno vrijeme (više minuta) ostati nabijen te napon može biti i viši od maksimalne vrijednosti faznog pogonskog napona. Izvor na desnom kraju dalekovoda služi za njegovo nabijanje, a prekidač 2 otvara se ( $t=20$  ms) prije uklopa prekidača 1 ( $t=50$  ms) u transformatorskoj stanici. Na taj način simuliran je slučaj neuspjelog uklapanja iz transformatorske stanice 2 nakon čega se uklapa prekidač u transformatorskoj stanici 1, što predstavlja realan slučaj u praksi.

### 6.3.1. Model mreže i model 400 kV kompaktiranog dalekovoda

Model mreže se određuje tako da se izračuna nadomjesni ekvivalent vanjske mreže koji predstavlja prilike u mreži. Nadomjesni ekvivalent mreže određuje se iz struja jednopolnog i trolnog kratkog spoja. U slučaju izračuna nadomjesnog ekvivalenta uzima se najnepovoljniji slučaj na krajevima dalekovoda tj. uzima se čvorište s manjom strujom kratkog spoja što će rezultirati s višim sklopnim prenaponima.

Model dalekovod je predstavljen modalnim vrijednostima valnih otpora i modalnim brzinama širenja putnih valova. Odabran je J.Marti model trofaznog neprepletenog dalekovoda, frekvencijski ovisan, prema kojemu se karakteristična impedancija  $Z_c(\omega)$  i faktor rasprostiranja  $A_p(\omega)$  aproksimiraju racionalnim funkcijama višeg red [85]. Na slici 6.5. dana je geometrija i udaljenosti između vodiča, kao i između vodiča i zaštitnog užeta. Za potrebe modeliranja prikazane su prosječne dimenzije na slici 6.5 (visine faznih vodiča i zaštitnog užeta).



Slika 6.5: Slika dimenzija stupa (lijevo), model stupa u EMTP (desno)

Izračun nulte i direktne impedancije računa se iz struja jednopolnog i trolnog kratkog spoja (6.9) i (6.10):

$$I''_{K3} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \quad (6.9)$$

$$I''_{K1} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n}{|Z_d + Z_i + Z_0|} = \frac{c \cdot U_n}{|2Z_d + Z_0|} \quad (6.10)$$

Jednopolna i trolna struja kratkog spoja su:

$$I_{k1}=10,24 \angle 83,8^\circ \text{ kA}, I_{k3}=11,04 \angle 85,2^\circ \text{ kA},$$

Dobiveni iznosi nulte i direktne impedancije su:

$$Z_d=21,96 \angle 85,2^\circ \Omega, Z_i=21,96 \angle 85,2^\circ \Omega, Z_0=32,37 \angle 83,2^\circ \Omega$$

$$R_d=1,83 \Omega, L_d=69,69 \text{ mH}, R_0=4,00 \Omega, L_0=85,05 \Omega$$

Podaci o dalekovodu koji su korišteni u proračunima:

Fazni vodiči Al/Fe 490/65 mm<sup>2</sup> (dva vodiča u snopu):

- promjer faznog vodiča:  $d_v=30,6 \text{ mm}$ ,
- jedinični djelatni električni otpor na 20°C:  $R=0,059 \Omega/\text{km}$ ,
- udaljenost vodiča u snopu:  $d_s=400 \text{ mm}$ .

Zaštitno uže AlMgSi 0,5/ACS 95/55 mm<sup>2</sup>:

- promjer zaštitnog užeta:  $d_z=16,0 \text{ mm}$ ,
- jedinični djelatni električni otpor na 20°C:  $R=0,3412 \Omega/\text{km}$

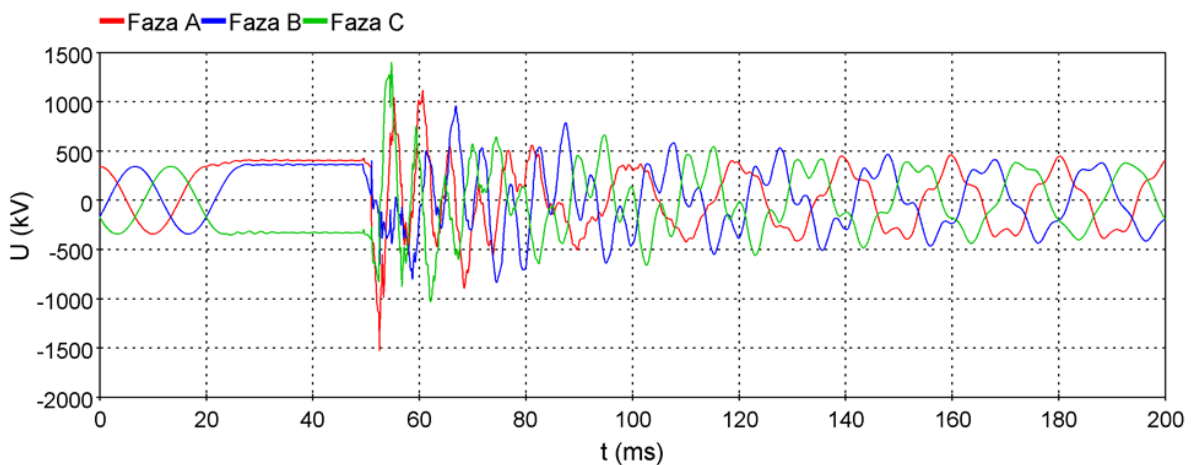
Dužina dalekovoda 300 km.

Najnepovoljniji slučaj uklapanja prekidača je na nabijeni dalekovod u trenutku uklapanja polova prekidača blizu maksimuma napona, stoga će se odabrati najnepovoljnija situacija uklopa prekidača s najvišim sklopnim prenaponima. Za sva tri pola prekidača zadano je srednje vrijeme uklopa  $\mu=48\text{-}52 \text{ ms}$  i standardna devijacija  $\sigma =1,4 \text{ ms}$ .

### 6.3.2. Izračun prenapona za predloženu konfiguraciju 400 kV kompaktnog dalekovoda

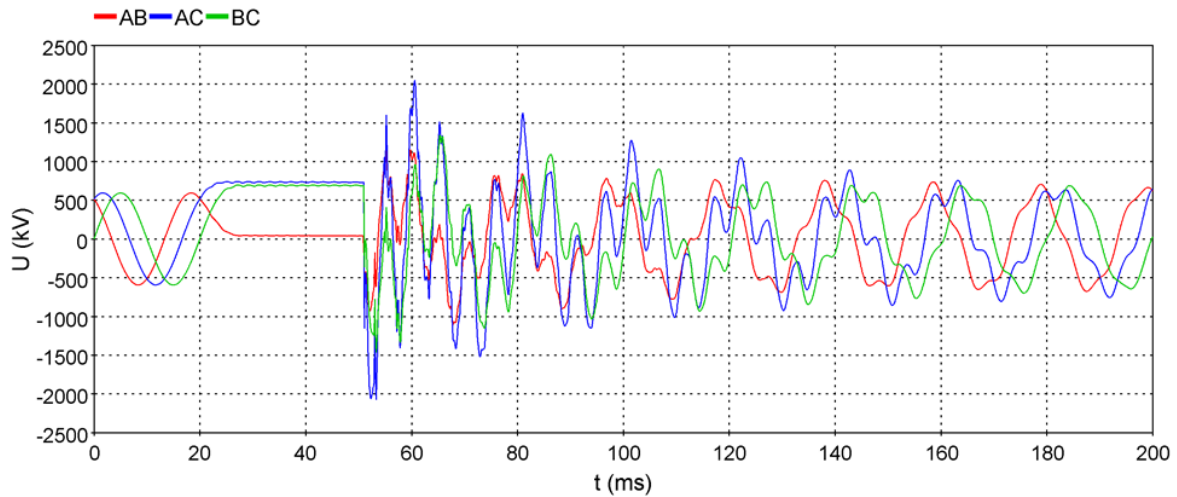
Izračun će se provesti za navedenu konfiguraciju koja je predstavljena u prethodnom poglavlju. Za model dalekovoda provedeće se više proračuna određivanja sklopnih prenapona. Prvi proračun uzima u obzir model dalekovoda kada nisu ugrađeni odvodnici prenapona stoga se očekuje pojava najvećih prenapona na kraju dalekovoda. Drugi proračun uzima u obzir ugradnju odvodnika prenapona na način da se instaliraju na početku i kraju dalekovoda i na pogodnim lokacijama po duljini dalekovoda. Za slučaj odabira lokacije ugradnje odvodnika prenapona provedeno je više izračuna, koji su razmatrali utjecaj odabira lokacije ugradnje odvodnika prenapona na iznos prenapona za najnepovoljniji slučaj.

U provedenim proračunima odabire se najnepovoljniji vrijeme uklopa polova prekidača te se određuju iznosi sklopnih prenapona na kraju dalekovoda. Na temelju odabranog vremena sklapanja polova prekidača  $t_{statA}=50,0$  ms,  $t_{statB}= 48,5$  ms,  $t_{statC}= 51,5$  ms, dosegnut je maksimalni fazni sklopni prenapon 4,7 p.u. u fazi A. Linijski maksimalni sklopni prenapon ostvaren je u vremenima sklapanja polova prekidača  $t_{statA}=50,0$  ms,  $t_{statB}= 50,0$  ms,  $t_{statC}= 50,0$  ms i iznosi 6,4 p.u. između faze A i C. Rezultati proračuna naponskih prilika i iznosa prenapona prikazani su na slici 6.6 za iznose faznih napona na kraju dalekovoda i 6.7 za iznose linijskih napona na kraju dalekovoda.



Slika 6.6: Fazni naponi na kraju dalekovoda





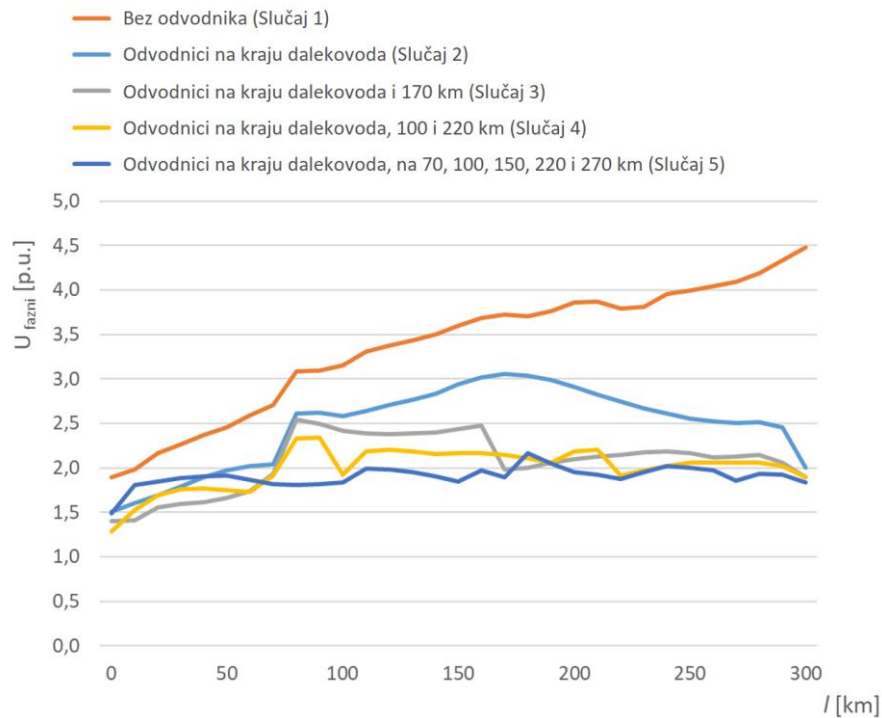
Slika 6.7: Linijski naponi na kraju dalekovoda

Tablica 6.2 prikazuje rezultate analize sklopnih prenapona na kraju dalekovoda za predložene slučajeve (maksimalna vrijednost faznih i linijskih prenapona).

Tablica 6.2: Iznosi faznih i linijskih prenapona na kraju dalekovoda

Fazni i linijski naponi	$U_A$	$U_B$	$U_C$	$U_{AB}$	$U_{AC}$	$U_{BC}$
Slučaj 1	4,7	2,9	4,3	3,7	6,4	4,5
Slučaj 2	2,1	1,9	2,0	2,5	4,1	3,3

Slika 6.8 prikazuju raspodjelu faznih prenapona ( $U_{faznih}$ ) po duljini dalekovoda (za najnepovoljniji slučaj uklapanja) za sve analizirane slučajeve. Broj slučajeva je ograničen na minimalni broj mjesta za koje je potrebno ugraditi odvodnike prenapona. Na slici je prikazano 5 razmatranih slučajeva za koje su odabrana mjesta s najvišim iznosima prenapona duž trase dalekovoda. Na temelju izračunatih vrijednosti sklopnih faznih i linijskih prenapona odrediti će se izolacijski razmaci te zahtijevani i standardni podnosivi naponi prema normi.



Slika 6.8: Raspodjela faznih prenapona po duljini dalekovoda za najnepovoljniji slučaj

### 6.3.3. Određivanja faznih i međufaznih razmaka za 400 kV kompaktirani dalekovod

Prema normi predstavljenoj u poglavlju 6.2 izračunat će se koordinacija izolacije za predloženu konfiguracija 400 kV kompaktiranih dalekovoda. Za izračun uzimamo sljedeće uvijete:

Podaci o dalekovodu:

- najviši pogonski napon 420 kV,
- nivo zagađenja: niski do srednji,
- nadmorska visinu 500,
- $D = 6,7\text{m}$  i  $H_t = 11,35\text{ m}$  (iz slike stupa 6.5)•
- $D/H_t = 0,5903$ , očitavamo s slike 6.3  $\Phi = 27^\circ$  i  $B = \text{tg } \Phi = 0,509$

Prema izrazima (6.7) i (6.8) slijedi:  $F_1 = 0,4377$ ,  $F_2 = 0,1244$ .

U slučaju 1 kada odvodnici prenapona nisu ugrađeni na krajevima dalekovoda izračunat je iznos prenapona u slučaju neopterećenog nabijenog dalekovoda:

$$U_{e2} = 4,473 \text{ p.u.} = 1534 \text{ kV,}$$

$$U_{p2} = 6,060 \text{ p.u.} = 2078 \text{ kV.}$$

Iz izraza (6.6) slijedi:

$$U_{p2re}=6,417 \text{ p.u.}=2201 \text{ kV}$$

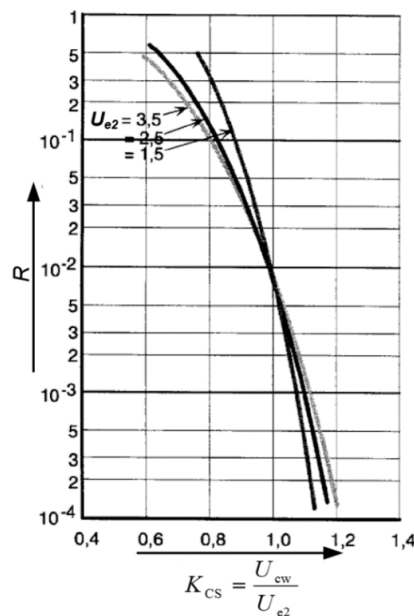
Izračunata vrijednost reprezentativnog prenapona  $U_{p2re}$  se razmatra kao najnepovoljniji slučaj prilikom uklapanja za koji postoji relativno mala vjerojatnost pojavljivanja. Nakon izračunatih reprezentativnih faznih i linijskih sklopnih prenapona kreće se u postupak određivanja koordinacijski podnosivih napon prema sljedećem izrazu:

$$U_{cw} = U_{rp} \cdot K_{cs} \quad (6.11)$$

gdje je  $K_{cs}$  statistički koordinacijski faktor koji se određuje sa slike 6.9 za prihvatljivu razinu rizika  $R=10^{-4}$  (iskustveno prihvaćena vrijednost) i  $K_{cs}$  iznosi 1,15.

Koordinacijski podnosivi naponi  $U_{cw}$  za sklopne prenapone uz statistički faktor koordinacije  $K_{cs}=1,15$  su:

- između faze i zemlje:  $U_{cw}=U_{e2} \cdot 1,15=1764 \text{ kV}$ ,
- između faza (nominalno):  $U_{cw}=U_{p2} \cdot 1,15=2390 \text{ kV}$ ,
- između faza (prema (1)):  $U_{cw}=U_{p2re} \cdot 1,15=2531 \text{ kV}$ .



Slika 6.9: Rizik proboja izolacije pri sklopnim prenaponima u ovisnosti o statističkom koordinacijskom faktoru (“phase to phase” metoda) [84]

Zahtijevani podnosivi napon  $U_{rw}$  dobije se množenjem koordinacijskog podnosivog napona, sigurnosnog faktora  $K_s$  i atmosferskim korekcijskim faktorom  $K_a$ :

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \quad (6.12)$$

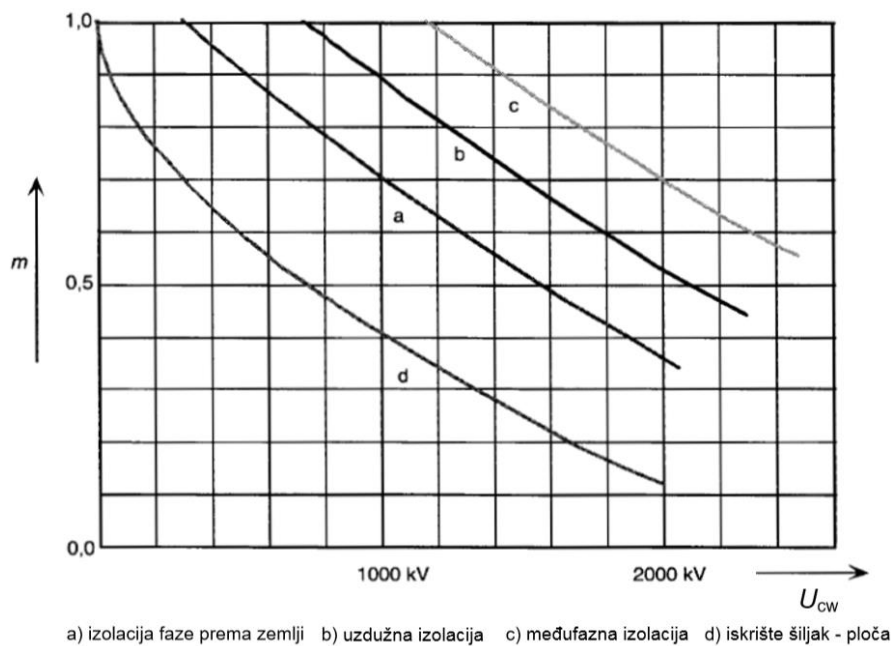
Za vanjsku izolaciju je  $K_s=1,05$ , dok se korekcijski faktor  $K_a$  izračunava:

$$K_a = e^{m(\frac{H}{8150})} \quad (6.13)$$

gdje je:

H – nadmorska visina (m),

m – određuje se prema slici 6.7 za različite koordinacijske podnosive sklopne napone



Slika 6.10: Ovisnost  $m$  o koordinacijskom podnosivom sklopnom naponu [84]

Zahtijevani podnosivi naponi  $U_{rw}$ :

- između faze i zemlje:  $U_{rw} = K_a \cdot K_s \cdot U_{cw} = 1902 \text{ kV} (m = 0,44)$ ,

- između faza (nominalno):  $U_{rw} = K_a \cdot K_s \cdot U_{cw} = 2597 \text{ kV} (m = 0,56)$ ,

- između faza (prema (1)):  $U_{rw} = K_a \cdot K_s \cdot U_{cw} = 2750 \text{ kV} (m = 0,56)$ ,

Reprezentativni i koordinacijski podnosivi sklopni fazni i linijski naponi za sve analizirane slučajeve su prikazani u tablici 6.3 te su određeni zahtijevani podnosivi naponi i pripadni standardni podnosivi naponi u tablica 6.4.

Tablica 6.3: Reprezentativni i koordinacijski podnosivi sklopni fazni i linijski naponi

Fazni i linijski naponi (kV)	$U_{e2}$	$U_{p2}$	$U_{p2re}$	$U_{cwfazni}$	$U_{cwljnijski}$	$U_{cwljnijskire}$
Slučaj 1	1534	2078	2201	1764	2390	2531
Slučaj 2	1047	1563	1629	1204	1797	1873
Slučaj 3	856	1451	1483	984	1669	1706
Slučaj 4	802	1416	1439	922	1628	1655
Slučaj 5	743	1348	1365	854	1550	1570

Tablica 6.4: Zahtijevani podnosivi naponi i standardni podnosivi naponi

	Fazni napon (kV)		Linijski napon (kV)		
	$U_{rw}$	$U_w$	$U_{rw}$	$U_{rwre}$	$U_w$
Slučaj 1	1902	>1550	2597	2750	>2480
Slučaj 2	1298	>1550	1953	2035	2210
Slučaj 3	1061	1175	1813	1853	2210
Slučaj 4	995	1050	1769	1798	2210
Slučaj 5	921	950	1684	1706	1763

Na temelju izračunatih sklopnih faznih i linijskih napona za sve analizirane slučajeve (tablica 6.3) i određenih standardnih podnosivih napona (tablica 6.4) na temelju koordinacije izolacije [84] određuju se minimalni razmaci između faze i zemlje i među fazama (tablica 6.5).

Tablica 6.5: Minimalni razmaci između faze i zemlje i među fazama s obzirom na izabrane standardne podnosive napone

	Minimalna udaljenost između faze i zemlje (mm)		Minimalna udaljenost među fazama (mm)	
	Vodič - stup	Šiljak - vodič	Vodič - vodič	Šiljak - vodič
Slučaj 1	>4900	>6400	>7600	9400
Slučaj 2	3600	4800	6100	7400
Slučaj 3	3100	4100	6100	7400
Slučaj 4	2600	3400	6100	7400
Slučaj 5	2200	2900	4200	5000

Provedena analiza koordinacije izolacije za predloženu geometriju kompaktiranog 400 kV dalekovoda ukazuje da u najnepovoljnijem dolazi do pojave iznosi prenapona koji su za razmatranu geometriju veći od dopuštenih vrijednosti. Primjenom odvodnika prenapon se može utjecati na smanjenje iznosa prenapona stoga je provedeno analiza za određivanje lokacije ugradnje i utjecaje na iznose prenapona. Dobivenim rezultatima provedenih simulacija u slučaju 5 (ugradnja odvodnika na krajevima dalekovoda, 70, 100, 150, 170, 220 i 270 km) pokazuju se da je primjenom odvodnika moguće postići minimalne udaljenosti. Uspoređujući rezultate simulacija sklopnih udarnih napona i tražene međufazne razmake za geometriju glave stupa moguće je zadovoljiti uz ugrađene odvodnike na traženim lokacijama.

## 7. EM POLJA KOMPACTIRANIH DALEKOVODA

Primjena kompaktiranja na postojeće dalekovode u većini slučajeva zahtjeva prelazak na viši naponski nivo ili izvedbu stupova s više trofaznih sustava na postojećem ili višem naponskom nivou. U jednom i drugom slučaju potrebno je razviti nove geometrije glave stupa s smanjenim razmacima između vodiča što dovodi do povećanih dielektričnih naprezanja izolacije, te je u takvim uvjetima potrebno uskladiti/razviti tehnička rješenja za nove uvjete pogona i nove konstrukcije stupova [51].

Usljed smanjenja razmaka između vodiča nužna je provjera koordinacije izolacije i električnih svojstava pojedinih komponenti dalekovoda. U prethodnom poglavlju je proveden izračun koordinacije izolacije za predloženo rješenje kompaktiranja postojećeg dalekovoda s 220 kV na 400 kV, te su date preporuke za predloženo rješenje. Isto tako je potrebno za istu geometriju i konfiguraciju vodiča predloženog rješenja provesti provjeru dielektričnih svojstava elemenata dalekovoda. U ovom poglavlju će se izvršiti provjera električnih parametara što podrazumijeva utvrđivanje dielektričnih svojstava u prvom redu provjeru električnih polja u glavi stupa, na vodičima, izolatorima, ovjesnoj opremi i u samom koridoru dalekovoda. Provedenim postupkom će se provesti proračuni za pojedine tehničke cjeline, te će se predstaviti mogućnosti i ograničenja predloženog postupka. Za potrebe izračuna dielektričnih svojstava spomenutih elemenata dalekovoda koristiti će se metoda konačnih elemenata kako bi bolje razumjeli prirodu i ponašanje utjecaja kompaktiranja.

U postupku kompaktiranja postojećeg 220 kV dalekovoda iskoristiti će se postojeća trasa i dalekovodni stupovi. U glavi stupa će se izvesti značajne promjene po pitanju geometrije i korištenju izolatorske i ovjesne opreme. U nastavku predstaviti će se detaljna skica svih elemenata predloženog rješenja i 3D model na kojem će se provesti proračuni. Na predloženom 3D modelu kompaktiranog 400 kV dalekovoda prvo će se izračunati ekvipotencijalne plohe i formiranje električnog polja u samoj glavi stupa dalekovoda.

Pojava korone, buke i radio interferencije na visokonaponskim dalekovodima direktna je posljedica visokog el. polja na vodiču i ovjesnoj opremi [52], [53]. Za dalekovode na 220 kV i višem naponskom nivou potrebno je obratiti pozornost prilikom odabira vodiča s aspekta električnih polja na vodiču i spojevima vodiča s ovjesnom opremom. S obzirom na navedeno razmotrit će se utjecaj kompaktiranja na iznose električnog polja na vodič i pokazat utjecaj pojedinih komponenti dalekovoda na kretanje iznosa el. polja vodiča.

Izbor izolatora i ovjesne opreme je od istog značaja kao i odabir vodiča prilikom definiranja elektro-mehaničkih karakteristika dalekovoda. Izolator i ovjesna oprema omogućuju prihvatanje vodiča na konstrukciju stupa s time da izolator mora posjedovati dobra izolacijska i mehanička svojstva. Kompaktirani dalekovodi za izolatore najčešće primjenjuju štapne kompozitne izolatore kako bi se omogućilo smanjenje razmaka između vodiča i omogućila primjena složenih geometrija vodiča [87]. Uslijed manjih razmaka i drukčije karakteristike odabranih izolatora u odnosu na klasična rješenja razmotrit će se utjecaj električnog polja na površini izolatora i dati usporedba u odnosu na klasična rješenja.

Dozvoljene razine elektromagnetskih polja u koridoru dalekovoda su propisane zakonodavnim okvirom, te je nužno da postojeći i novi dalekovodi zadovolje trenutne propise. U današnje vrijeme dalekovodi moraju imati što manji otisak/utjecaj na okoliš i shodno tome se zahtjeva da razine elektromagnetskih polja budu iste ili manje. Jedan od načina smanjenja elektromagnetskih polja je primjena kompaktnih rješenja kako je prikazano u poglavlju 2.3. Za predloženo rješenje provest će se izračun iznosa električnog i magnetskog polja u trasi koridora dalekovoda. Nakon provedenih razmatranja utjecaja predložene geometrije glave na iznose elektromagnetskih polja u trasi dalekovoda dat će se preporuke s obzirom na propisane iznose električnih i magnetskog polja definirane zakonodavnim okvirom (Pravilnikom).

Provedenim izračunima osnovnih parametara za odabranu glavu stupova, te utjecaja električnog polja na komponente dalekovoda, kao i utjecaja električnog i magnetskog polja u blizini dalekovoda dati će se preporuke za rješavanje i daljnje razmatranje u ovom radu uočenih problema.

## **7.1. Kompaktirani dalekovodi**

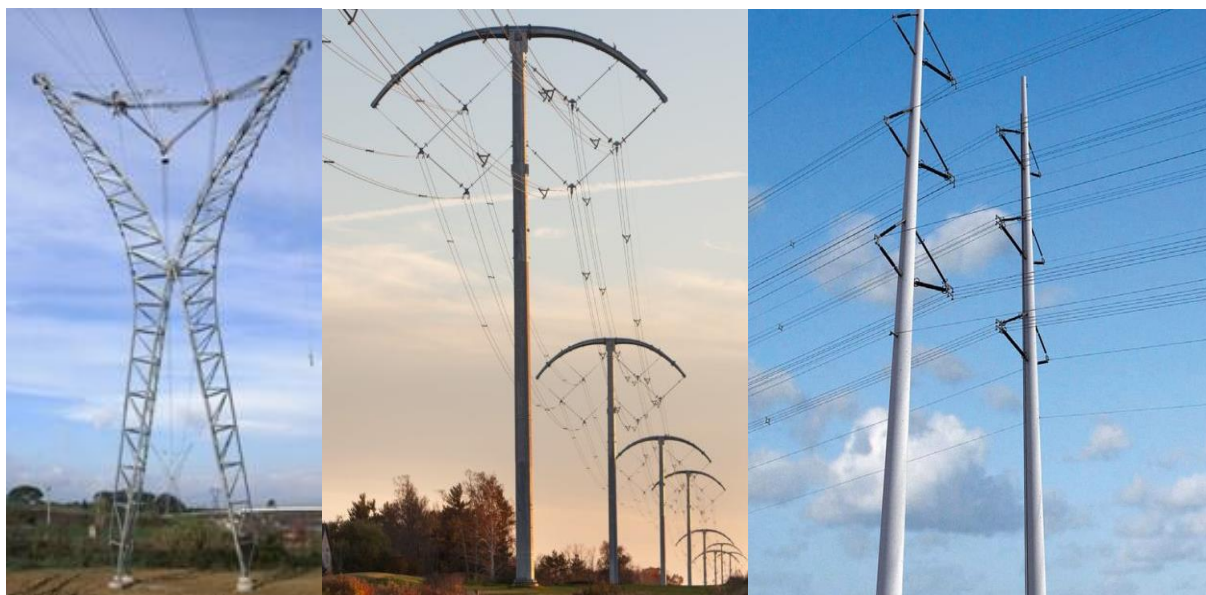
### **7.1.1. Karakteristike kompaktnih dalekovoda**

Za današnje dalekovode koji su rađeni na „klasičan“ način postoji velika literatura po pitanju projektiranja i održavanje, te je napisano mnogo knjiga, znanstvenih radova, članaka iz kojih su proizašle norme i zakonodavni propisi. Sa sve strožim zahtjevima, pravilnicima, normama za pojedine parametre dolazi do razvoja i rješenja koja poboljšavaju postojeću praksu i usavršavaju neke od elemenata postojećih dalekovoda stoga je za očekivati je da će razvoj i unaprjeđenja postojećih rješenja ići u korak s vremenom i zakonskim/tehničkim propisima.

S obzirom na navedena strože zahtjeve prilikom gradnje novih ili rekonstrukcije postojećih dalekovoda razmatrana su rješenja koja će zadovoljiti tehničke propise i ujedno



manjati zauzeće prostora i utjecaj na isti. Najveća prepreka pri izgradnji novih dalekovoda osim zauzeća prostora i utjecaj na okoliš su rješavanje imovinsko pravnih odnosa. Takve i druge prepreke ubrzale su razvoj i implementaciju novih rješenja. Jedno od mogućih rješenja je korištenje postojećih dalekovoda da se pri rekonstrukciji dižu na viši naponski nivo. Da bi se omogućio prelazak na viši naponski nivo nužno je smanjenje međufazne udaljenosti i razmještaj stupnih mjesta što dovodi do primjene kompaktiranja postojećih dalekovoda, iako je kompaktiranje moguće primijeniti i prilikom izgradnje novih dalekovoda. Koncept kompaktnih dalekovoda načelno predstavlja smanjenje fazne i međufazne udaljenosti vodiča, novi dizajn i geometrija stupa te primjena kompozitnih štapnih izolatora s više točaka ovjesišta (slika 7.1) [51]. U načelu kompaktni dalekovod nije u osnovi različit od tradicionalnih dalekovoda, ali zahtjeva detaljna razmatranja po pitanju pojedinih tehničkih cjelina u odnosu na sadašnje dalekovode. Tradicionalni dalekovodi su dizajnirani konzervativno s velikom marginom po pitanju udaljenosti između vodiča, te su ujedno i zadržali jednostavna konstrukcija rješenja stupa (drvo, čelično rešetkasta konstrukcija, betonski i sl.).



Slika 7.1: Kompaktirani dalekovodi [51]

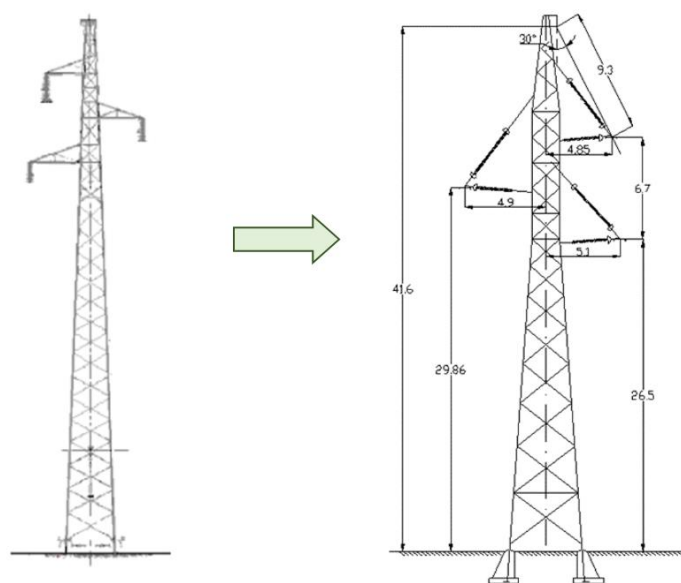
Primjenom kompaktiranja se uspijeva značajno uštedjeti na prostoru, te se koristeći nove i modernije materijale smanjuje geometrija glave stupa. Za klasične dalekovode izolatorski lanci se izvode vertikalno samo s jednom zavjesištem, dok se kod kompaktnih dalekovoda izvode kao na slici 7.1 s dva zavjesišta po fazi s fiksnim ili pokretnim konzolama (uz duž osi trase dalekovoda). Upravo ovakav pristup je omogućio smanjenje udaljenost između vodiča i uzemljenih metalnih masa te smanjenje same širine glave stupa i širine koridora [51].

Složenost geometrije kompaktnih dalekovoda zahtjeva detaljniju analizu s 2D i 3D modelima i drukčiji pristup (dodatna razmatranja) prilikom odabira konfiguracije glave stupa koji zahtjeva detaljnije analize pojedinih komponenti, provođenja analize osjetljivosti i mogućnost optimiranja pojedinih tehničkih cjelina/komponenti nadzemnih vodova.

#### 7.1.2. Karakteristike predloženog kompaktnog dalekovoda

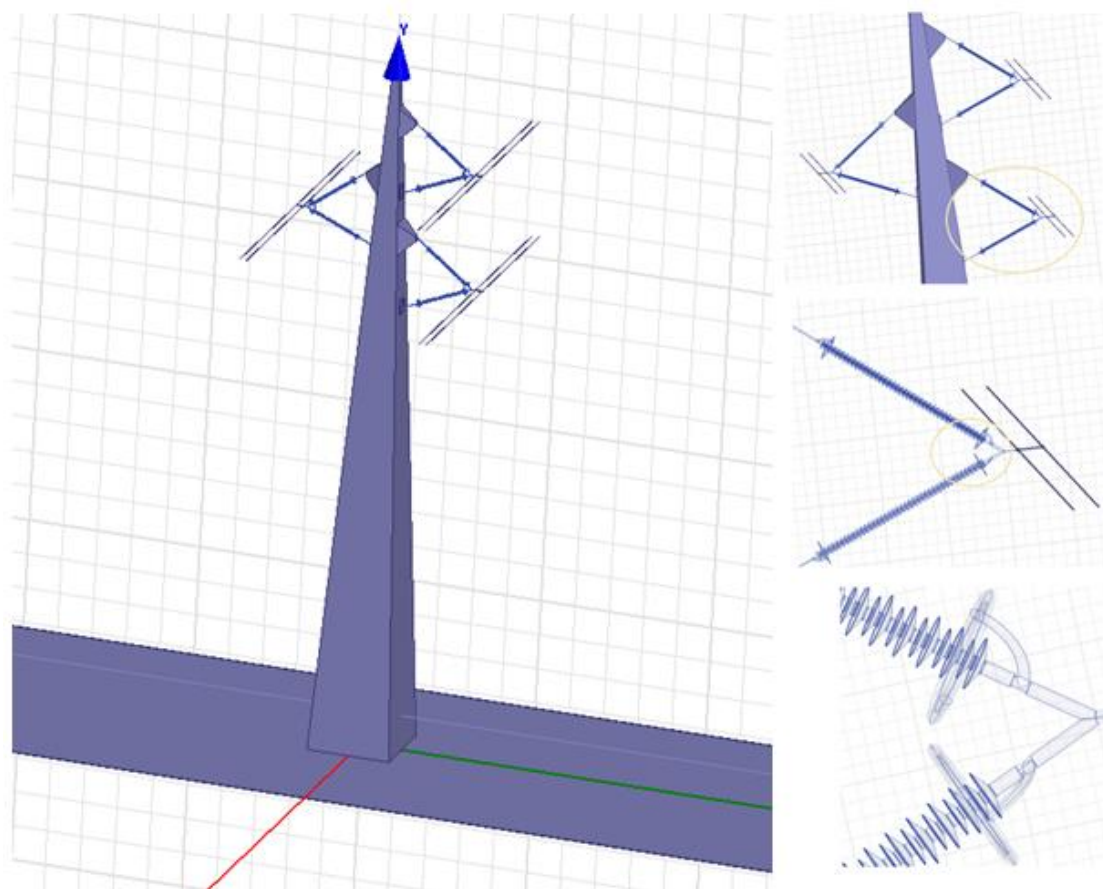
U sljedećim poglavljima razmotrit će se osnovne dielektrične veličine u glavi stupa, ovjesnoj opremi, vodiču i u samoj trasi dalekovoda. Koristeći FEM metodu provest će se verifikacija modela na postojećim tehničkim rješenjima. Shodno dobivenim rezultatima primijeniti će se razvijeni koncepti za daljnja razmatranja. Na postojećem 220 kV dalekovodu razmotrit će se mogućnosti kompaktiranja 400 kV konfiguracija s smanjenim razmacima u glavi stupa. Za navedenu geometrijsku konfiguraciju korištenjem FEM ANSYS – Maxwell programskog alata provjeriti će se dielektrične prilike na pojedinim komponentama u glavi stupa i u trasi dalekovoda [88]. Za očekivati je da će za navedenu konfiguraciju glave stupa uslijed manjih razmaka doći do promjene konstanti dalekovoda, stoga će se provjeriti mogućnosti izračuna konstanti korištenjem ANSYS – Maxwell programskog alata [89].

Postojeći 220 kV dalekovod izveden je čelično-rešetkastim stupom tipa jela. Vodiči u glavi stupa su spojeni preko jednostrukih ovjesnih staklenih izolatorskih lanaca. Udaljenost vodiča od osi stupa je 5,5, 4,7 i 3,9 metara, dok su vertikalno razmaknuti 3m. Detaljna skica postojećeg 220 kV dalekovoda je dana slikom 7.2.



Slika 7.2: Geometrija postojećeg 220 kV i predloženog kompaktnog 400 kV stupa

Osnovne karakteristike predloženog kompaktiranja određene su činjenicom da se na postojeće nosive stupove montiraju konzole od štapnih kompozitnih izolatora. Isto tako radi zadovoljena nosivosti postojećih stupova predviđa se da nosivi stupovi imaju pokretne konzole kako se ne bi prenio moment sile i stvorio dodatno opterećenje na stupove. Geometrija predloženog rješenja i međufazni razmaci su prikazani slikom 7.2. Vodiči (užad) na pokretnim konzolama ima mogućnost gibanja (rotacije) oko spojnice hvatišta oba štapna izolatora. Takvom konstrukcijom uslijed neravnomjernog opterećenja u provjesu dovodi do gibanja u smjeru trase (uzdužno). Navedena mogućnost pokretnih konzola može uzrokovati smanjenje sigurnosne udaljenosti između vodiča i uzrokovati pojavu korone, narušavanja dielektričnih svojstava dalekovoda i el. parametara. Da bi se izbjegle navedeni scenariji potrebno je ograničiti rotiranje konzole. Za proračune EM polja će zanemariti mogući otklon i geometrija glave stupa (slika 7.3) će se uzeti za stacionarno stanje. Pokretna konzola se sastoji od dva štapna kompozitna izolatorska lanca duljine 3345 mm na kojima su na kraju korona prstenovi promjera 360 mm. Na kraju pokretne konzole se nalazi ovjesište za prihvat  $2 \times 490/65(110)$  mm<sup>2</sup> užadi kako je prikazano slikom 7.3.



Slika 7.3: 3D model kompaktiranog 400 kV stupa

## 7.2. Izračun električnog polja stupa dalekovoda

### 7.2.1. Načini izračuna el. polja

Postoje razne metode za proračun električnog polja koje se mogu podijeliti na analitičke i numeričke s obzirom na način rješavanja fizikalnog modela. Analitičke metode daju rješenja u zatvorenom (koncentričnom) obliku iz kojeg je moguće vidjeti utjecaj pojedinih fizikalnih veličina na konačni rezultat. U takvom pristupu većina fizikalnih svojstva su značajno pojednostavljena i za razmatranu problematiku ne uzimaju u obzir stvarnu geometriju i svojstva materijala. Numeričke metode su u stanju uzeti u obzir stvarnu geometriju i svojstva materijala, ali su sporije, složene i skupe za korištenje i bitno ovise o kvaliteti korištenog algoritma i finoći prostorne diskretizacije. Glavna podjela analitičkih i numeričke metode koje se koriste u proračunu električnog polja elemenata su [88]-[90]:

- analitičke metode:
  - metoda Maxwell-vih potencijalnih koeficijenata,
  - Mark - Mengelova metoda,
  - metoda zrcaljenja,
  - metoda simulacije naboja (CSM);
- numeričke metode:
  - metoda konačnih razlika (FDM),
  - metoda rubnih elemenata (BEM),
  - metoda konačnih elemenata (FEM).

Metoda konačnih elemenata (Finite Element Method – FEM) je numerička metoda koja se koristi za rješavanje složenih prostornih (2D i 3D) problema. FEM se široko primjenjuje u raznim područjima inženjerstva kao što su: statički i dinamički mehanički proračuni, prijenos topline, strujanje fluida i problema elektromagnetizama (od elektrostatskih i magnetostatskih problema, preko AC harmoničkih analiza do EM proračuna na visokim frekvencijama). Proračuni koji koriste FEM metodu tradicionalno su zbog svoje točnosti, brzine i pouzdanosti zastupljeni u računanju elektromagnetskih pojava [90]. Sve veću primjenu korištenja numeričkih metoda treba pripisati razvoju i dostupnosti računala. Isto tako s stečenom pogonskom praksom moguće ih je koristiti u procesu optimiranja u proizvodnji i pogonu električne opreme. Konvencionalne metode koje su brže, ponekad nisu u mogućnosti analizirati

kompleksnost promatranog problema. To se prvenstveno odnosi na geometriju i složenost (detaljniji modeli - 3D) komponenti. U nastavku će se prikazati neke mogućnosti primjene proračuna električnog i magnetskog polja u 2D i 3D modelima koristeći komercijalni FEM programski paket ANSYS – Maxwell (verzija 16.2. iz 2015. godine).

ANSYS – Maxwell numerička metoda izračuna temelji se na principu varijacije, presjeka domene i interpolacije. U izračunima elektromagnetskih pojava traženi iznosi elektromagnetskih polja prikazuju se Maxwell-im jednadžbama i prikazuju se kroz veliki broj konačnih elemenata na površini ili prostoru. Konačni elementi tvore mrežu koja opisuje svako tijelo u prostoru za koju se vrši proračun. Tada se vrši izračun za svaku točku od kojih se svaka potom rješava u među odnosu na susjedne elemente. Za povećanje točnosti potrebno je povećati broj konačnih elemenata na promatranom objektu tj. mreža postaje gušća što dovodi do kompleksnijih modela i usporava vrijeme izvođenja proračuna. Jedan od nedostataka metode je što se izračunavaju približna (aproksimativna) rješenja [89].

Glavni koraci primjene FEM metode za postupak modeliranja i proračuna raspodjele električnog polja su sljedeći:

- Diskretizacija se primjenjuje na model izračuna, a zatim se generiraju čvorovi i elementi. Izvorni model čine elementi povezani čvorovima.
- Na temelju različitih svojstava promatranih materijala u modelu, odgovarajući parametri električnih karakteristika definirat će se za svaki element.
- Maxwell-ve jednadžbe i rubni uvjeti koriste se za povezivanje svih elemenata zajedno u skladu s svojstvima elemenata i zatim se formiraju jednadžbe konačnih elemenata.
- Prema zadanim postavkama, odabire se odgovarajuća metoda izračuna za rješavanje nepoznatih fizičkih veličine u čvorovima. Do rješenja se dolazi iterativnom postupkom kada je postignuta zadovoljavajuća točnost.

Jednostavan način za izračunavanje raspodjele električnog-polja je proračun raspodjele električnog potencijala. Zatim se raspodjela električnog polja izračunava kao negativan gradijent raspodjele električnog potencijala u čvorovima. Uslijed raspodjele elektrostatičkog polja raspodjela električnog polje se može napisati na sljedeći način:

$$E = -\nabla V \quad (7.1)$$

iz Maxwell-ve jednadžbe:

$$\nabla E = \frac{\rho}{\epsilon} \quad (7.2)$$

gdje je  $\rho$  električni naboj, a  $\epsilon$  dielektrična konstanta materijala ( $\epsilon = \epsilon_0 \cdot \epsilon_r$ ),  $\epsilon_0$  dielektrična konstanta zraka ( $8,854 \times 10^{-12}$  F / m) i  $\epsilon_r$  je relativna dielektrična konstanta dielektričnog materijala. Kada se električno polje iz jednadžbe (7.1) prebaci u Maxwell-ovu jednadžbu (7.2) dobije se Poissonovu jednadžbu:

$$\nabla \epsilon \nabla V = -\rho \quad (7.3)$$

kada u prostoru nema naboja tj.  $\rho = 0$ , Poissonovu jednadžbu postaje Laplacova jednadžba:

$$\nabla \epsilon \nabla V = 0 \quad (7.4)$$

Prostorna jednadžba za homogene medije u kartezijanskim koordinatama je:

$$\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 V}{\partial z^2} = 0 \quad (7.5)$$

Promatranje raspodjele električnog polja i potencijala na dalekovodu je veoma značajna zbog određivanja stupnja izolacije, dopuštenog iznosa električnog polja na opremi (izolator, vodič, spojna i ovjesna oprema) i iznosa električnog polja u trasi dalekovoda. U daljnjim poglavljima provesti će se detaljniji proračuni raspodjele električnog potencijala za jednostavne modele dalekovoda radi određivanja razine utjecaja geometrije stupa na električno polje za svaku komponentu zasebno. Sve površine u 3D modelu za potrebe proračuna su predstavljene kao glatke i suhe.

### 7.2.2. Ekvipotencijalne plohe i el. polje kompaktnog dalekovoda

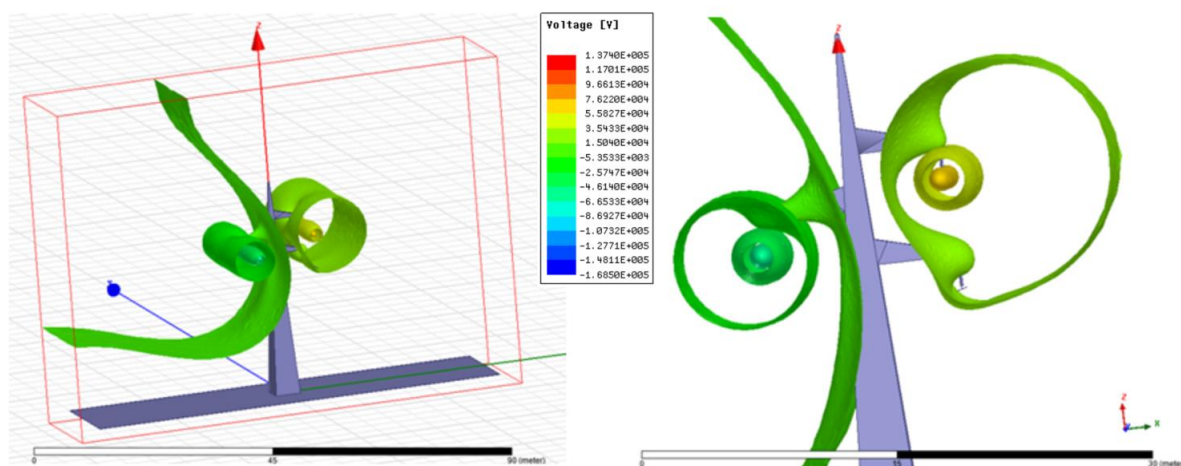
Formiranje ekvipotencijalnih ploha duž visokonaponskih dalekovoda formira se s obzirom na predmete i objekte koji se nalaze u neposrednoj blizini. Formiranje ekvipotencijalnih ploha opisuje kretanje potencijala kroz prostor i što se udaljavamo od izvora el. polja (vodič) iznos potencijala opada. Kako bi odredili navedeni učinak primijenjen je 3D model kompaktnog dalekovoda (poglavlje 7.1.2) uzimajući u obzir oblik tornja, izolatora i snopove vodiča. Kako bi se uspješno proveli izračune metodom konačnih elemenata napravljena su određena pojednostavljena u svrhu ubrzanja proračuna:

- Metalna struktura stupa dalekovoda je puno tijelo

- Ovjesezna oprema izolatora i vodiča je pojednostavljena
- Vodiči su predstavljeni kao cilindri
- Tlo se predstavlja kao ravna ploha, dok su okolni objekti zanemareni
- Simulacija tornja i užadi se prostire 10 metara na obje strane
- Provodi se elektrostatička analiza za odabrani trenutak  $t$

Na slikama 7.4. i 7.5 prikazana je glava stupa za 220kV i 400 kV dalekovod gdje je vidljiv utjecaj geometrije stupa i rasporeda vodiča u glavi stupa na raspodjelu potencijala (klasične konzole i kompozitni potporni izolatori). Metalna konstrukcija stupa direktno utječe na izobličenje iznosa raspodjele potencijala u glavi stupa, što za posljedice ima povećanje električnog polja na komponentama dalekovoda. Iz navedenih ekvipotencijalnih ploha moguće je odrediti polje na pojedinim elementima dalekovoda. U slučajevima kada su vodiči u neposrednoj blizini metalnih struktura dalekovoda dolazi do deformiranja ekvipotencijalnih ploha kako je prikazano na slici 7.4. Uslijed navedenih deformacija dolazi do gušćeg rasporeda ekvipotencijalnih ploha i porasta el. polja na izolatorima, ovjesnoj opremi i vodičima.

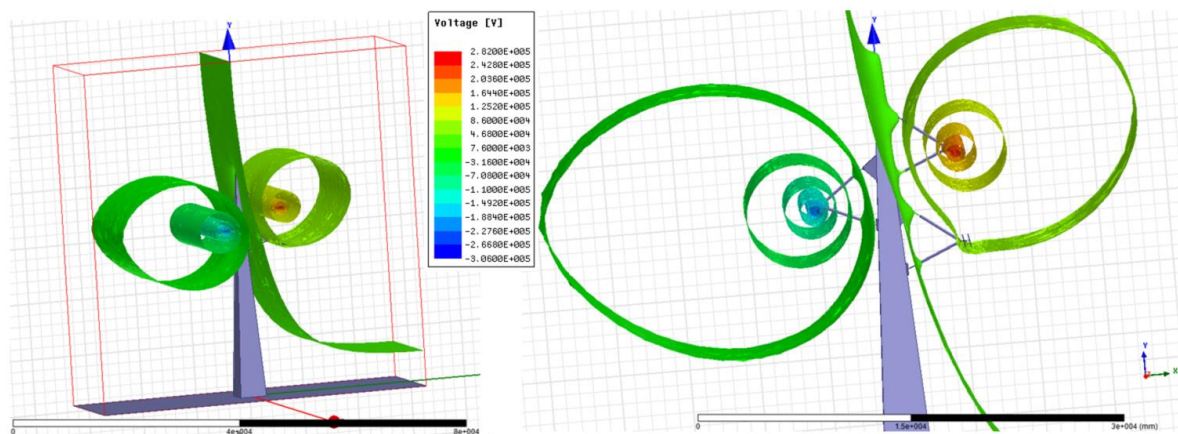
Raspodjela potencijala ne varira duž aksijalnog smjera vodiča u oba slučaja. Ekvipotencijalne plohe u trodimenzionalnom prostoru je ekstruzija ekvivalentne dvodimenzionalne ekvipotencijalne linije. Navedeno vrijedi samo u slučaju kada se odmaknete dovoljno od stupa, stoga se polja u rasponu mogu promatrati kao 2D modeli. Učinak stupa na formiranje ekvipotencijalne je vidljiv na slikama 7.4 i 7.5 gdje je vidljiva veća deformacija ekvipotencijalnih ploha na postojećem 220 kV dalekovodu uslijed većih metalnih masa.



Slika 7.4: Ekvipotencijalne plohe na postojećem 220 kV dalekovodu - jela stup



Usljed jednostavnije konstrukcije i manjih površina samog stupa kompaktni dalekovodi imaju manja el. polja u odnosu da su konstruirani rješenjima sa klasičnih dalekovoda. Unatoč manjoj deformacije ekvipotencijalnih ploha za kompaktni 400 kV dalekovod iznos el. polja u glavi stupa će i dalje biti veći prvenstveno radi većeg pogonskog napona i manjeg razmaka između vodiča.



Slika 7.5: Ekvipotencijalne plohe za predloženi kompaktni 400 kV dalekovod - jela stup

### 7.3. Izračun električnog polja vodiča

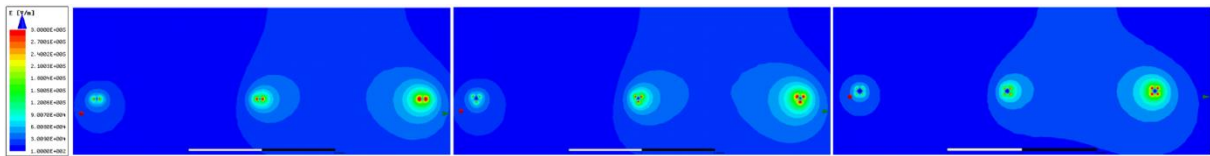
Osim globalne raspodjele potencijala u području glave stupa određivanje raspodjele električnog polja po pojedinim konstruktivnim elementima je od presudnog značenja za konačni dizajn dalekovoda, te je stoga potrebno provesti proračune pojedinih komponente kako bi se odredio međusobni utjecaj istih prilikom projektiranja dalekovoda. Za potrebe proračuna projekta novog dalekovoda, obzirom na namjenu i tražene karakteristike, unaprijed bi trebali biti poznati naponski nivo i prijenosna moć dalekovoda (strujno opterećenje). Strujno opterećenje definira potreban presjek vodiča i moguće konfiguracije vodiča u snopu s obzirom na niz dodatnih električkih i mehaničkih ograničenja. Izbor optimalnog vodiča predstavlja kompromis između njegovih mehaničkih i električnih svojstava, kao i financijskih troškova izgradnje i održavanja. Proračun električnog polja na vodičima je jedan od najvažnijih proračuna prilikom odabira presjeka (promjera) vodiča i konfiguracije. Iznos električnog polja užeta je i direktno ovisan o naponskom nivou dalekovoda, stoga je nužno odabrati prihvatljivu konfiguraciju vodiča kako bi smanjili iznose i poboljšali raspodjelu iznosa električnog polja. Za predviđene proračune električnog polja upotreba FEM programskog paketa ANSYS - Maxwell dolazi do punog izražaja uslijed mogućnosti sagledavanja utjecaja novih tehnologija na iznose i formiranje el. polja [91], [92]. U nastavku će se provesti proračuni za izračun



električnog polja za vodiče u snopu, na površini vodiča i utjecaj pojedinih komponenti na iznos električnog polja na vodiču.

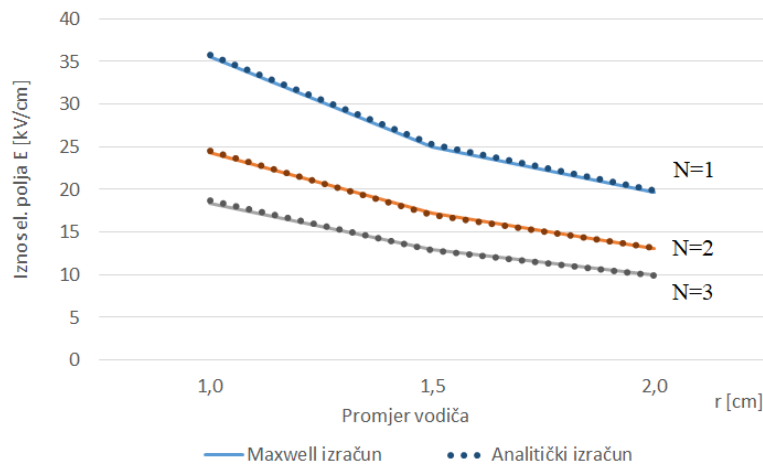
### 7.3.1. Izračun električnog polja za vodiče u snopu

Izbor vodiča je jedno od najvažnijih poglavlja prilikom projektiranja dalekovoda. Za konačni odabir vodiča potrebno je provesti prethodne analiza kako bi se odredile glavne karakteristike dalekovoda. Kada su poznati naponski nivo i potrebna prijenosna snaga dalekovoda pristupa se odabiru i konfiguraciji vodiča. Izračunu električnog polja užadi za predloženu konfiguraciju pristupilo se na način da se napravio 2D model poznatih konfiguracija kako bi se potvrdio predloženi koncept izračuna. Za provjeru odabrane su tri konfiguracije užadi koje se mogu naći u praksi i predstavljene su slikama u nastavku (slika 7.6). Za sva tri slučaja su provedeni izračuni el. polja za nazivni napon 400 kV gdje je udaljenost između faza 12,5 m, a udaljenost između vodiča 40 cm.



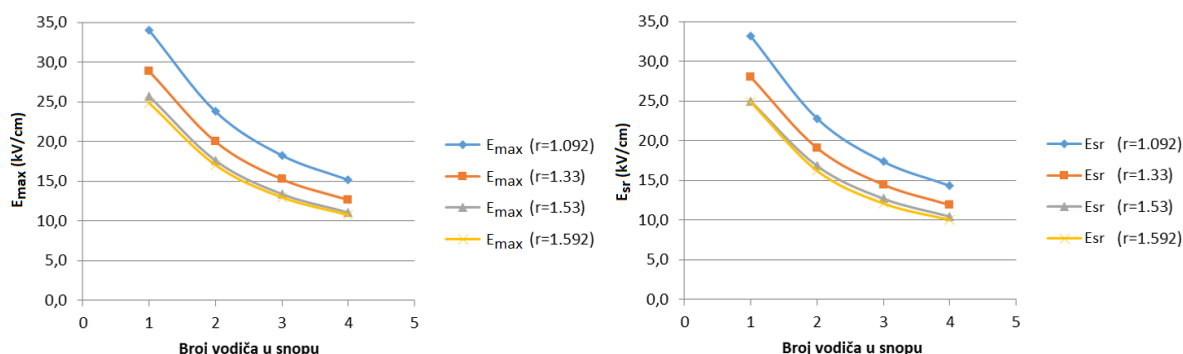
Slika 7.6: Električno polje za vodiče u snopu (2, 3 i 4 vodiča u snopu)

Za odabranu konfiguraciju vodiča u snopu prikazanom na slici 7.6 proveden je izračun el. polja na vodičima i napravljena je usporedba s analitičkim proračunima. Provedenom usporedbom prikazanom na slici 7.7 vidljivo je poklapanje za navedene proračune te se stoga može zaključiti da je navedeni model verificiran i primjenjiv za korištenje pri razmatranjima kompaktniranih rješenja.



Slika 7.7: Usporedba iznosa el. polja za različite proračune

Isto tako napravljen je izračun el. polja za vodiče u snopu za razmatrana užad, gdje je za užad u snopu udaljenost 40 cm. Rezultati proračuna su prikazani slikom 7.8.



Slika 7.8: Proračun el. polja za različite promjere vodiča u snopu

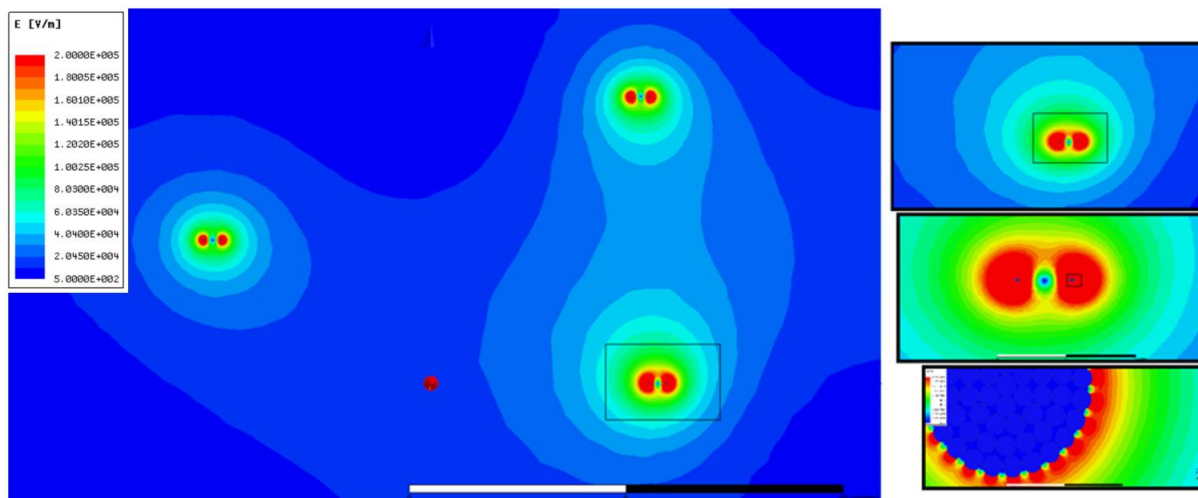
Za predstavljenu konfiguraciju vodiča u snopu prikazanom na slici 7.6 proveden je izračun kapaciteta na vodičima i napravljena je usporedba izračuna sa više programskih alata analitičkim proračunima. Provedenom usporedbom prikazanom u tablici 7.1 vidljivo je poklapanje za navedene proračune te se stoga može zaključiti da je navedeni model verificiran i primjenjiv za korištenje pri razmatranjima kompaktniranih rješenja.

Tablica 7.1: Izračun kapaciteta vodiča u različitim programskim paketima [pF]

Polu. vodiča [cm]	1			1.53			1.5925			2		
	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3
Analitički	10,1	10,3	10,1	10,6	10,8	10,6	10,6	10,8	10,6	10,8	11,1	10,8
EMTP	10	10.1	10	11.1	11.2	11.1	11.2	11.3	11.2	12	12.1	12
MAXWELL	10.2	10.5	10.2	10.6	11	10.6	10.7	10.9	10.7	11	11.2	11
MATLAB	10,1	10,4	10,1	10,5	10,8	10,5	10,5	10,9	10,5	10,7	11,1	10,7

Na temelju gore dobivenih vrijednosti može se zaključiti da vrijednosti koje su dobivene u Maxwell-u i drugim programskim alatima su prikazane matrično i to ovisno o veličini broja elementa koji se razmatraju u modelu. Tako za jednostavna model možemo imati maticu  $3 \times 3$ , dok za složenije modele može biti  $7 \times 7$  i više. Takve matrice je nužno matematički svesti na  $3 \times 3$  (reducirati) i simetrirati, pa će konačne vrijednosti odgovarati pravim vlastitim vrijednostima kapaciteta pojedinih elemenata. Jedino MATLAB u svom izvještaju daje matričnu formu koeficijenata elementa i krajnji iznos kapaciteta za promatrane elemente, iako on pretpostavlja da se radi o prepletenomvodu.

Nakon što su uspješno provedeni izračuni i verificiran je model tj. za različite konfiguracije vodiča u snopu dobiveni su slični rezultati krenulo se u modeliranje i izračun el. polja za predloženu konfiguraciju (slika 7.9).



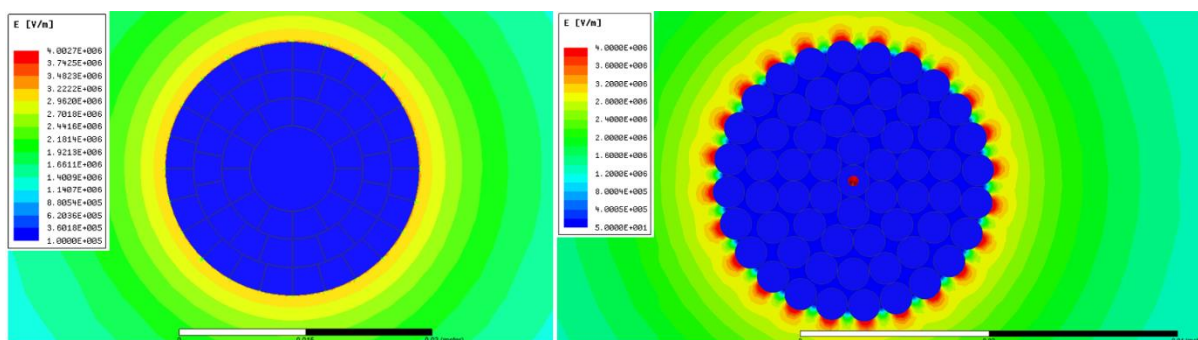
Slika 7.9: El. polje u glavi stupa i na vodičima za kompaktni dalekovod

Iznos el. polja u glavi stupa za predloženi kompaktni 400 kV dalekovod je poraslo u odnosu na klasični Y stup, te će doprinijeti povećanju el. polja na vodiču za konfiguraciju 2 vodiča ( $2 \times 490/65 \text{ mm}^2$ ) u snopu. U odnosu na klasični 400 kV Y stup došlo je do porasta el. polja na vodičima za 0,8 kV/cm (sa 15,46 kV/cm na 16,28 kV/cm). Može se zaključiti da je izračunato povećanje iznosa el. polja za kompaktni dalekovod neće doprinijeti značajnijim gubicima korone, buke i radio interferencije u odnosu na postojeći klasični 400 kV dalekovod, ali isto tako treba napomenuti da je potrebno provesti navedena istraživanja s stajališta zakonodavnog okvira koji se značajno mijenjao u odnosu kada su dalekovod dobili uporabnu dozvolu (nije predmet ovog rada).

### 7.3.2. Određivanje električnog polja na površini vodiča

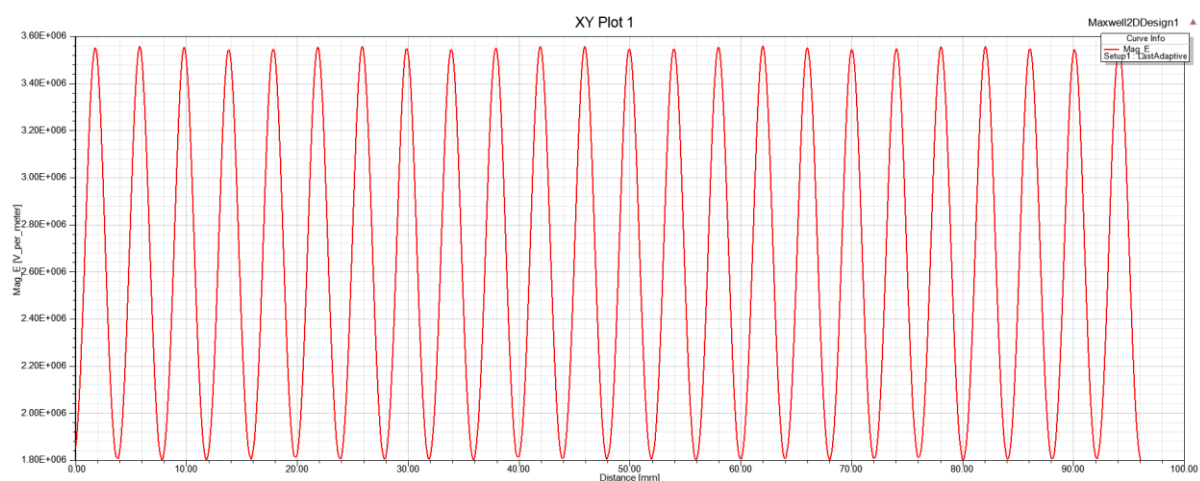
Razvojem materijala i proizvodnih tehnika omogućilo je razvoj raznih vrste vodiča ovisno o potrebama da zadovolje potrebe elektroenergetskih sustava. Zadnja dostignuća u proizvodnji vodiča uključuju primijeniti kompozitnih jezgara i žica u obliku trapeza. Navedenim konstrukcijama vodiča se postižu bolja mehanička i električna svojstva te unatoč višoj cijeni implementacija takvih tipova vodiča je sve značajnija. Sva veća upotreba trapezoidno oblikovanih vodiča i kao i klasičnih iziskuju potrebu za proučavanjem električnog polja na površine vodiča jer postojeći modeli koriste heuristiku na temelju kružnih presjeka niti. Postojeće metode za izračun električnog polja na površinu zanemarivali su oblik žica radi

jednostavnosti i brzine izračuna. U tom slučaju vodič je predstavljen kao savršeni cilindar. Navedeni pristup je davao dovoljno točne rezultate za tadašnje standarde i konstrukcijska rješenja. Primjenom novih rješenja u glavi stupa i tipova vodiča javila se potreba za ponovnim sagledavanjem iznosa i raspodjele električnog na površini vodiča [53]. Na temelju izračuna električnog polja za vodiče u snopu (slika 7.6) pristupilo se izračunu električnog polja dijelova vodiča (žica) ovisno o izboru tipa vodiča (slika 7.10).



Slika 7.10: Prikaza raspodjele el. polja na vodiču (lijevo – ACCC, desno ACSR vodič)

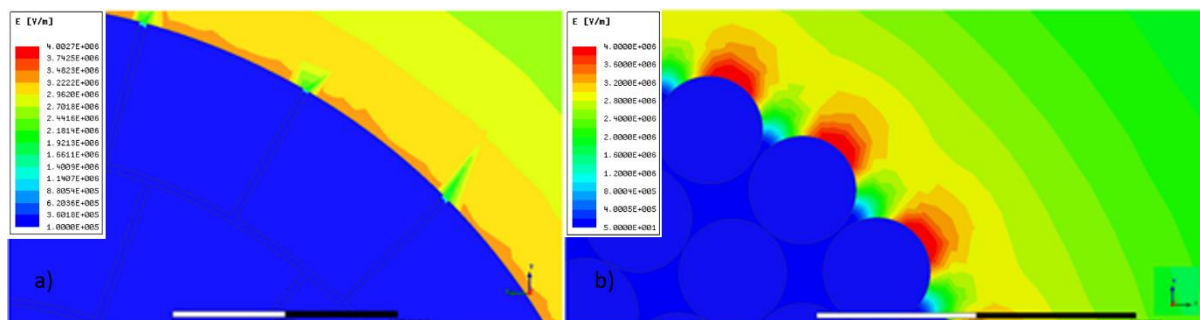
Prikazana je raspodjela električnog polja po cijeloj površini vodiča i samim žicama (slika 7.11). Na ovaj način moguće je kvantificirati zanemarenja uobičajeno primijenjena za ekvivalentni promjer za vodiče u snopu. Provedene analize su pokazale da dominantni utjecaj na iznos električnog polja na vodiču ima izbor tip vodiča (po geometrijskom obliku žice) i konfiguracija vodiča u snopu (udaljenost u snopu, raspored i broj vodiča).



Slika 7.11: Prikaza raspodjele el. polja na vodiču – ACSR,

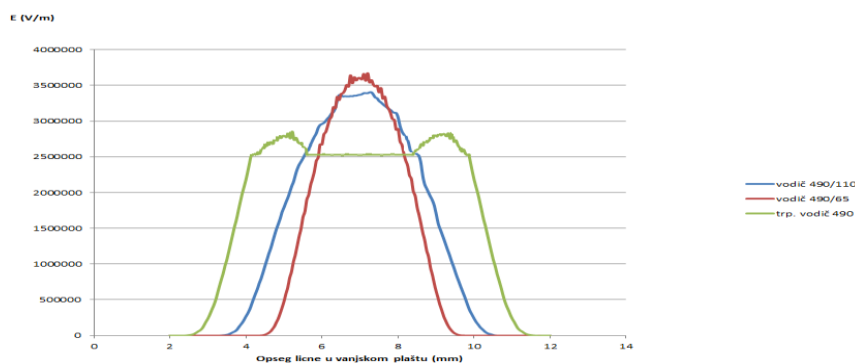
Na slici 7.10 i 7.12 prikazana je raspodjela el. polja po žicama s obzirom na oblik i promjer žice. Vidljivo je da se iznos el. polja na vodiču značajno razlikuje od izračuna polja cilindričnog vodiča stoga zanemarenja uobičajeno primijenjena za ekvivalentni promjer za

cilindrične vodiče nisu primjenjiva. Izračun iznosa jakosti el. polja analitičkim metodama kod kojeg nastaje korona predstavlja jedan iznos i smatra se da je za manje iznose el. polja pojava korone zanemariva. U realnom slučaju za odabrane trapezne ili okrugle vodiče na vrhu svake žice postoji el. polja koje prelaze navedene vrijednosti, stoga dolazi do lokalne pojave korone. Ukupan iznos ovisi o ukupnoj dužini (za 3D model površini) na kojoj imamo veće el. polje od granične vrijednosti. Za odabrane vodiče potrebno je izračunati ukupnu dužinu koja se sastoji se od zbroja dužina svake žice zasebno za koju iznos el. polje iznad tražene vrijednosti.



Slika 7.12: Prikaz raspodjele el. polja na žicama vodiča (a – trapezna žica, b – okrugla žica)

Krivulje na slici 7.13 predstavljaju iznos električnog polja na jednoj žici vodiča neposredno uz površinu vodiča. Iz navedenih rezultata moguće je analizirati iznos prekoračenja određene granične vrijednosti polja na vodiču. Ako se izabere jakost električnog polja od 15 kV/cm trapezni vodič ima električno polje iznad te vrijednosti na 6,7 mm dužine opsega jedne žice, dok kod okruglog vodič iznosi 3,2/4,3 mm na dužine opsega jedne žice.



Slika 7.13: Iznos el. polja na žicama vodiča

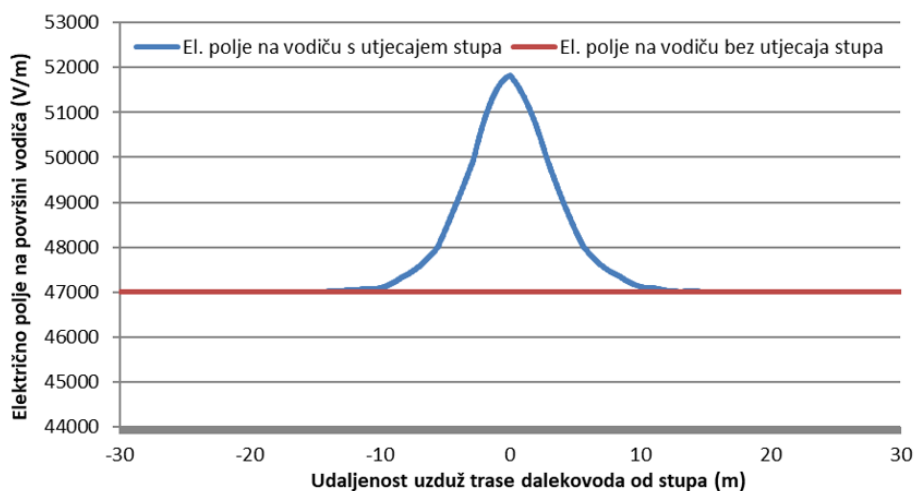
Na temelju provedenih analiza može se zaključiti:

- Za vodič s okruglim žicama se postiže veće maksimalno el. polje u odnosu na vodič s trapeznim žicama.

- Maksimalno električno polje za vodiče s trapeznim žicama se formira na rubovima trapeza dok se kod vodiča s okruglim žicama nalazi na vrhu žice na najudaljenijoj točki od središta vodiča.
- Oblik električnog polja na površini vodiča s trapeznim žicama je kontinuiranog iznos s približno istim iznosom dok kod vodiča s okruglim žicama oblik el. poja je sličan sinusoidi.

### 7.3.3. Utjecaj parametara na iznos polja na vodiču

Za konfiguraciju dva vodiča u snopu izračunato je i električno polje na samoj površini vodiča, te je vidljivo kako se električno polje na vodiču povećava što smo bliže stupu promatrajući uzduž trase dalekovoda. Sukladno elektrostatičkom proračunu ako je pad potencijala konstantan s obzirom na udaljenost, električno polje će biti veće što je udaljenost manja. Na slici 7.14 prikazano je el. polje na površini vodiča ovisno od uzdužne udaljenosti od ravnine stupa, sa i bez utjecaja stupa za gornji lijevi vodič promatrane konfiguracije. Utjecaj stupa na iznos el. polja na površini vodiča u odnosu na lokaciju na sredini raspona je oko 10%.



Slika 7.14: Utjecaj stupa na iznos polja na vodiču

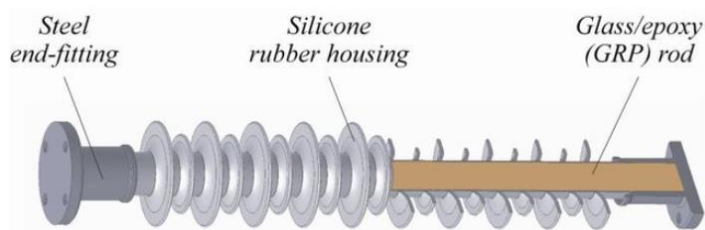
## 7.4. Izračun električnog polja na izolatoru i ovjesnoj opremi

Izolatori i ovjesna oprema se smatraju jednim od najvažnijih dijelova dalekovoda, jer omogućuju prihvat vodiča na konstrukciju stupa s time da izolator mora posjedovati dobra izolacijska svojstva da omogući siguran i pouzdan rad dalekovoda. Izolator i ovjesna oprema trajno je pod naponom stoga je nužno da podnese visoke iznose električnog polja. Isto tako izolatori mora imati sposobnost da u pogonu podnese naponske preskoke, ograniči iznos el.

polja i korone, ograniči gibanje vodiča i sl., a da zadrži integritet i mogućnost daljnjeg rada. Prilikom izbora izolatora važno je proučiti i provesti razmatranja izolatora i ovjesne opreme sagledavajući navedene parametre te će se sagledati utjecaj električnog polja na površini izolatora za kompaktni dalekovod i dati preporuke u odnosu na klasična rješenja.

Kompozitni izolatori su prvi izbor prilikom izvedbe kompaktnih dalekovoda prvenstveno zbog male težine, dobre mehaničke čvrstoće i bolje karakteristike hidrofobnosti. Kompozitni izolator sastoji se od dva glavna dijela kako je prikazano slikom 7.15. Unutarnji dio sastoji od šipke izrađene od plastike ojačane staklenim vlaknima i vanjskog dijela od silikonske gume (slika 7.15). Upotrebom kompozitnih izolatora potrebno je obratiti pozornost na njihove karakteristike prilikom:

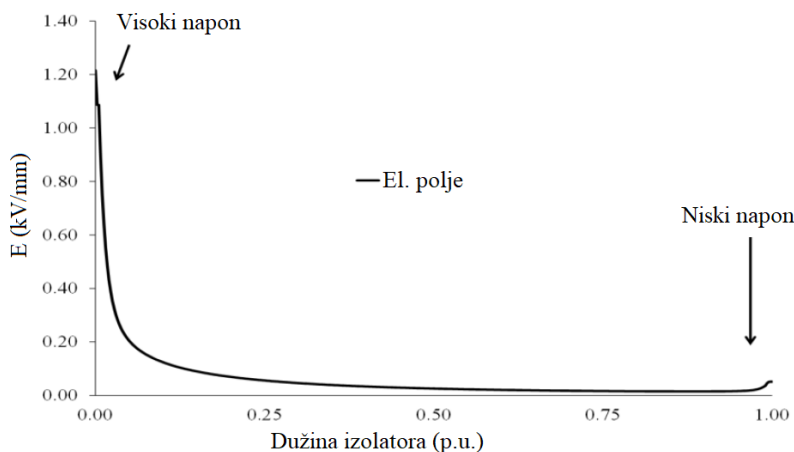
- Rukovanje (skladištenje i transport)
- Kvaliteta proizvodnje
- Iznosi prenapona
- Električno polje na izolatoru



Slika 7.15: Kompozitni izolator [95]

Izvedba kompozitnih izolatora ovisi o raspodjeli električnog polja duž površine izolatora, stoga je nužno razumjeti način raspodjele električnog polja duž kompozitnog izolatora. Glavni čimbenici koji određuju raspodjelu el. polja su geometrija izolatora, električna karakteristika silikona (polimera), geometrija korona prstenova, izbor ovjesne opreme, položaj izolatora u glavi stupa, iznos napona na površini izolatora i sl. [94], [95]. Najveće električno naprezanje kompozitnih izolatora se događa na spojevima metalnih dijelovima s izolatorskim materijalom (kod staklenog izolatora spoj metalne kape s izolatorskim prstenom), gdje se zbog nepravilnih geometrijskih oblika pojavljuje veća električna polja i kapacitivne struje. Kako bi se smanjilo električno polje i njegov utjecaj na izolatoru (slika 7.16) na krajevima izolatorskog lanca se stavljaju metalni prstenovi (korona prstenovi) i iskrišta koji služe boljem oblikovanju električnog polja i u slučaju preskoka štice izolatorskog lanca [96], [97].





Slika 7.16: Iznos el. polja za 500 kV kompozitni izolator bez prstenova

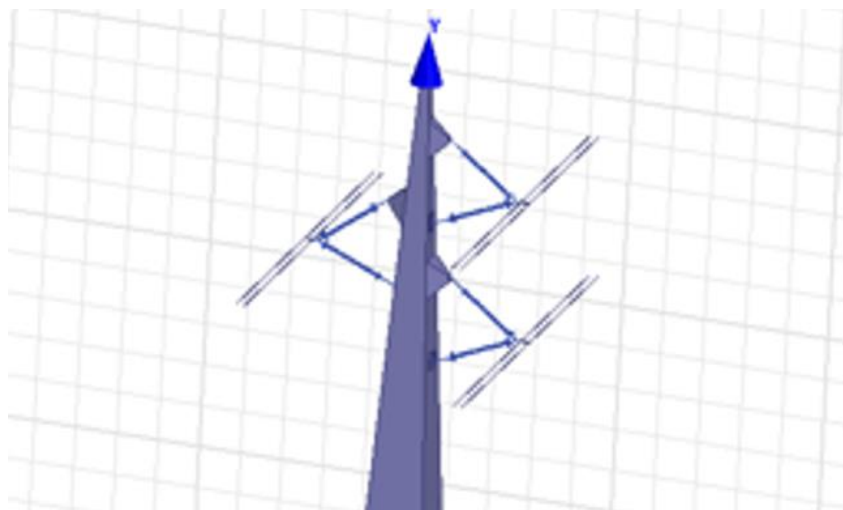
U praksi odabir izolatorskog lanca i konstrukcija korona prstena mogu se razlikovati, te se konačni odabir konstrukcija odabire na temelju traženih izolacijskih parametara dalekovoda. U literaturi postoje određene opće smjernice koje se razlikuju i mogu se ili ne moraju primjenjivati za poboljšanje izolacijskih svojstava. Najveća dopuštena vrijednost el. polja koja se u literaturi spominje za kompozit izolatori za zadovoljavajuće performanse na dalekovodu su [95]:

- 0,45 kV/mm (rms) – 0,5 mm iznad površine ovojnice
- 3,0 kV/mm – unutar stakloplastike i silikona
- 2.1 kV/mm – na površini metalnih dijelova i korona prstena

Odabir izolatora i ovjesne opreme zahtjeva ispitivanje el. polja i raspodjele potencijala u i oko izolatora te predstavlja važan čimbenik u dizajnu izolatora i otkrivanju nedostataka na izolatorima. Provedenim proračunima se isto određuje utjecaj prstenova na el. polje izolatora i odabirom geometrije i dizajna korona prstena na početku i kraju izolatorskog lanca moguće je ograničiti iznos i raspodjelu el. polja.

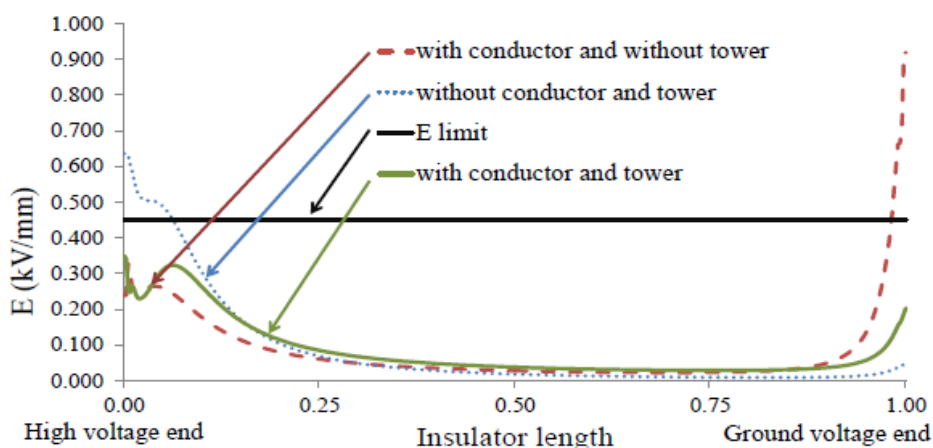
Za predloženu geometriju kompaktnog dalekovoda napravljen je izračuna električnog polja na izolatorskim lancima. Na slici 7.17 je prikazana je 3-D konfiguracija za koju su provedeni izračuni el. polja duž osi izolatorskog lanca.





Slika 7.17: Konfiguracija izolatorskog V lanca kompaktiranog dalekovoda

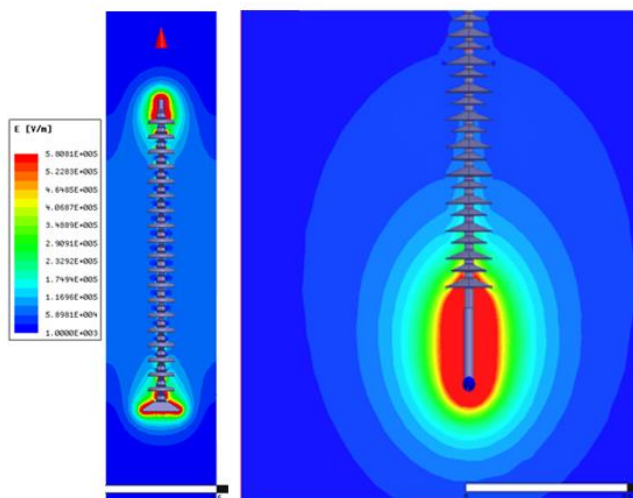
Očekivane vrijednosti el. polja duž izolatora za različite konfiguracije modelirane ovjesne opreme mogu se vidjeti na slici 7.18. Vidljivo je da za slučaj kada nemamo ugrađen korona prsten, modeliran stup i vodič dalekovoda može doći do krivih zaključaka [95-97].



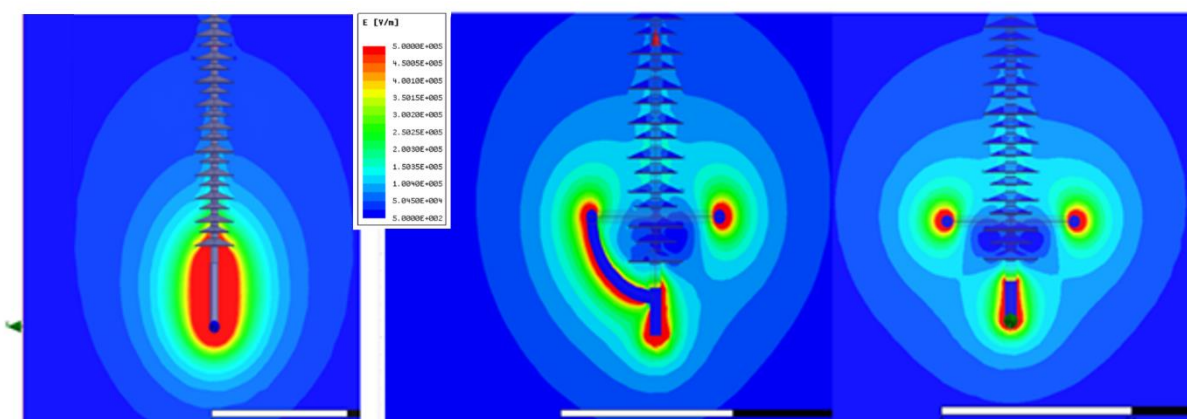
Slika 7.18: Iznos el. polja za duž osi izolatora za različite konfiguracije [96]

Provedena je zasebna analiza za stakleno kapasti izolator i kompozitni izolator kako je prikazano na slici 7.19. Sa slike je vidljivo da električno polje se slično formira u oba slučaja, te nema bitnih razlika u iznosu el. polja na odabrane izolatore. Može se primijetiti da je u nedostatku stupa el. polje jednako na početku i kraju izolatorskog lanca, međutim kada se modelira stup iznos električnog polja na kraju izolatora se znatno smanji. Stoga je modeliranje stupa od izuzetnog značaja za točno određivanja el. polja i stvarnih uvjeta na terenu u blizini izolatora. Na slici 7.21 prikazan je raspored el. polja na izolatoru sa i bez korona prstena te se

može zaključiti da korona prsten značajno doprinosi smanjenju el. polja na spoju metalnih dijelovima s izolatorskim materijalom.

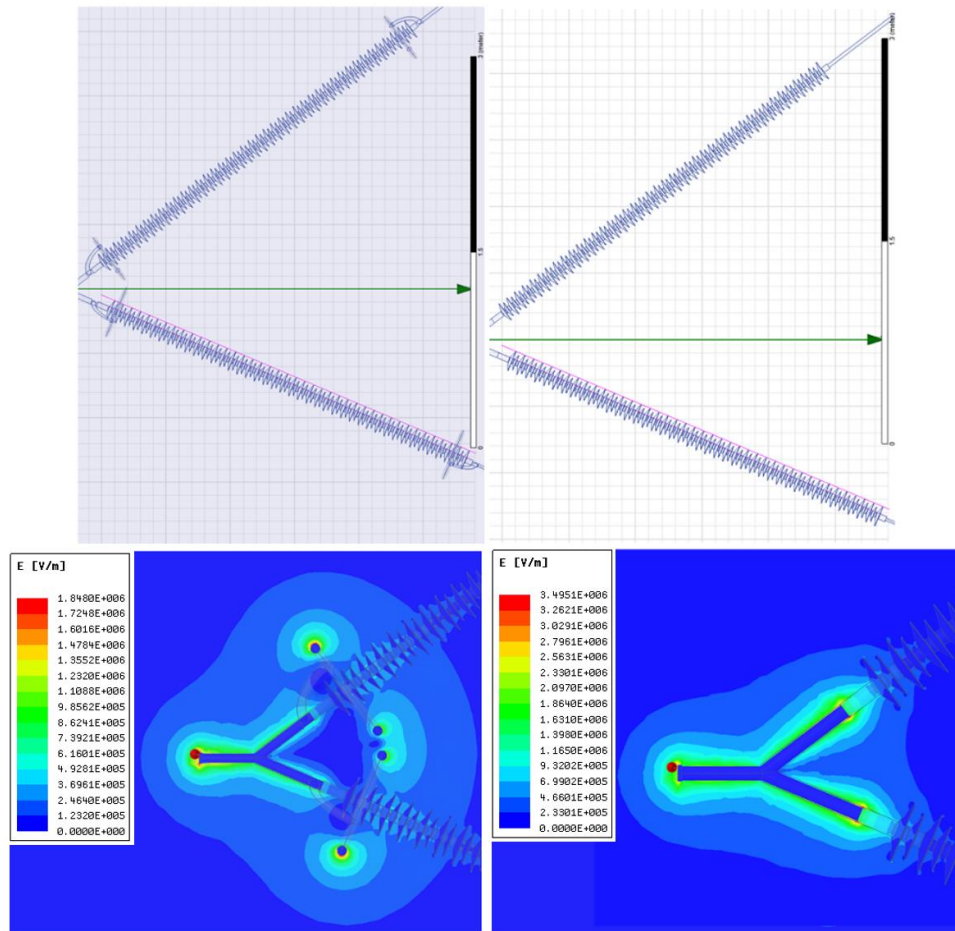


Slika 7.19: Iznos el. polja na izolatoru a) stakleno kapasti izolator i kompozitni izolator



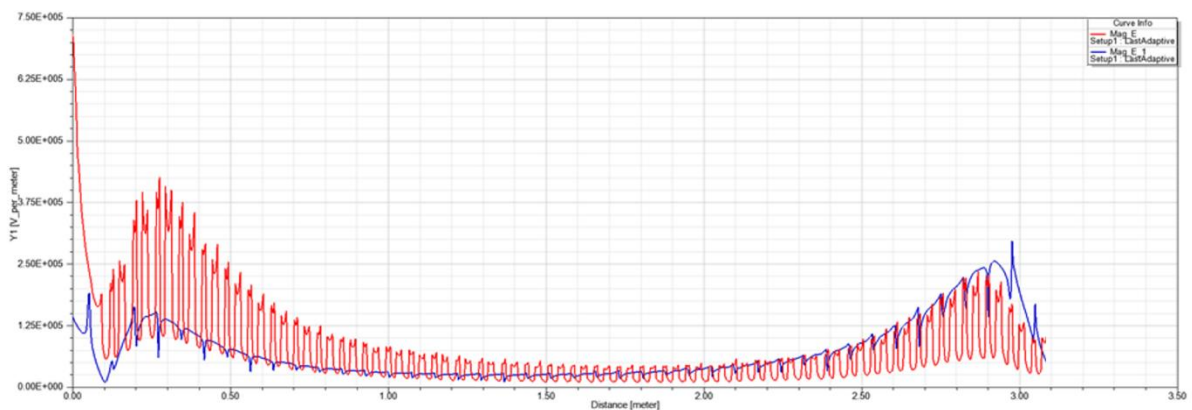
Slika 7.20: Iznos el. polja na izolatoru sa i bez korona prstena

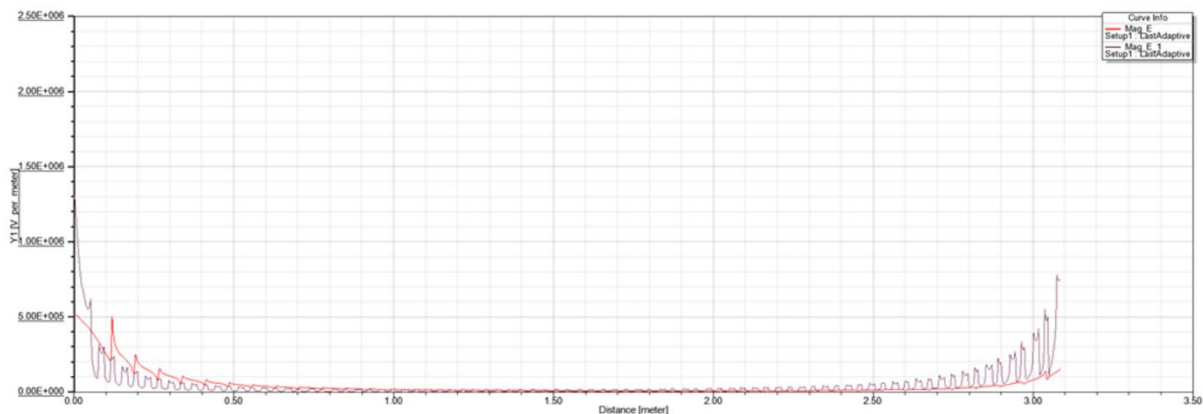
Na slici 7.21 je prikazana konfiguracija na kojoj su provedeni izračuni el. polja sa i bez korona prstenova, gdje su vidljiva značajno manja el. polja primjenom korona prstenova. Iznosi el. polja duž izolatora se mogu prikazati grafički kako bi se bolje razumjelo kretanje el. polja i gdje dolazi do kritičnih vrijednosti. Na slici 7.22 a) prikazano je kretanje el. polja duž izolatora te se može primijetiti da iznosi el. polja premašuje preporučene vrijednosti od 0,45 kV/mm stoga se predlaže obavezna ugradnja korona prstenova kako bi smanjio iznos el. polja na izolatorima.



Slika 7.21: Izračun el. polja sa (lijevo) i bez korona prstenova (desno)

Ugradnjom korona prstena postignuti su preporučeni iznos el. polja ( $<0,45$  kV/mm) (slika 7.22 b). Treba napomenuti da u slučaju modeliranja izolatorskog lanca i ovjesne opreme bez prisutnosti vodiča i stupa električno polje poprima značajno veće granice koje su ujedno i više od preporučenih i daju krivu sliku o iznosu i prikazu el. polja na izolatoru i ovjesnoj opremi.





Slika 7.22: Iznos el. polja sa (a) i bez korona prstenova (b) duž izolatora

## 7.5. Proračun elektromagnetskih polja

Dalekovodi na prijenosnoj mreži (110 kV, 220 kV i 400 kV nazivnog napona) emitiraju u prostor oko sebe elektromagnetsko polje frekvencije 50 Hz. Na toj frekvenciji elektromagnetsko polje se promatra kvazistatički tj. učinci električnog polja i magnetskog polja mogu se promatrati zasebno putem propisanih referentnih veličina. Za jakost električnog polja uzima se V/m i za gustoću magnetskog toka  $\mu\text{T}$ . Pri tome su iznosi električnog i magnetskog polja vezani uz iznos napona i struje.

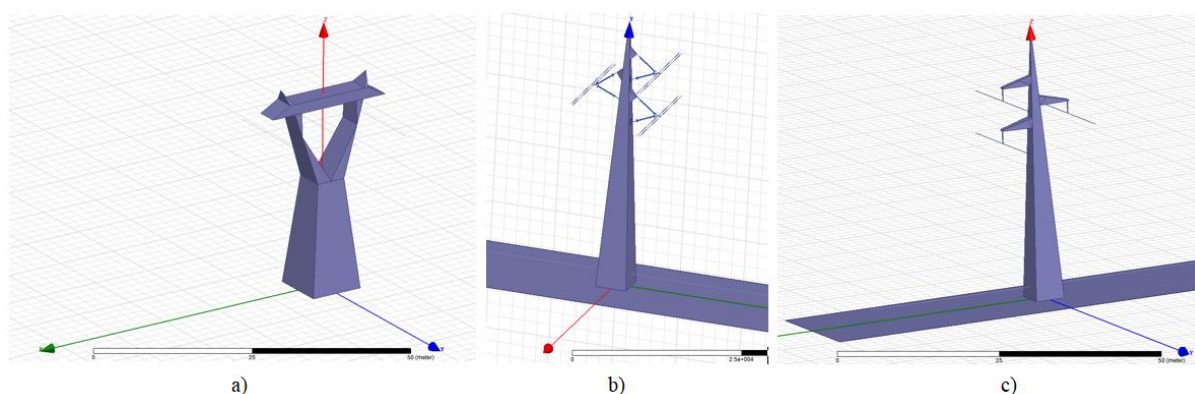
Dopušteni iznosi električnog i magnetskog polja su propisani pravilnikom „Pravilnikom o zaštiti od elektromagnetskih polja“ koji propisuje maksimalne vrijednosti referentnih veličina za postojeće i nove dalekovode. Dopušteni iznosi električnog i magnetskog polja su dani tablicom 7.2.

Tablica 7.2: Dozvoljene vrijednosti jakosti električnog polja (E) i gustoće magnetskog toka (B) propisane pravilnikom

Kategorija dalekovoda/ područje zaštite	Postojeći dalekovodi		Novi dalekovodi	
	E (V/m)	B ( $\mu\text{T}$ )	E (V/m)	B ( $\mu\text{T}$ )
Područje profesionalne izloženosti (8h)	5000	100	5000	100
Područje povećane osjetljivosti (24h)	5000	100	2000	40

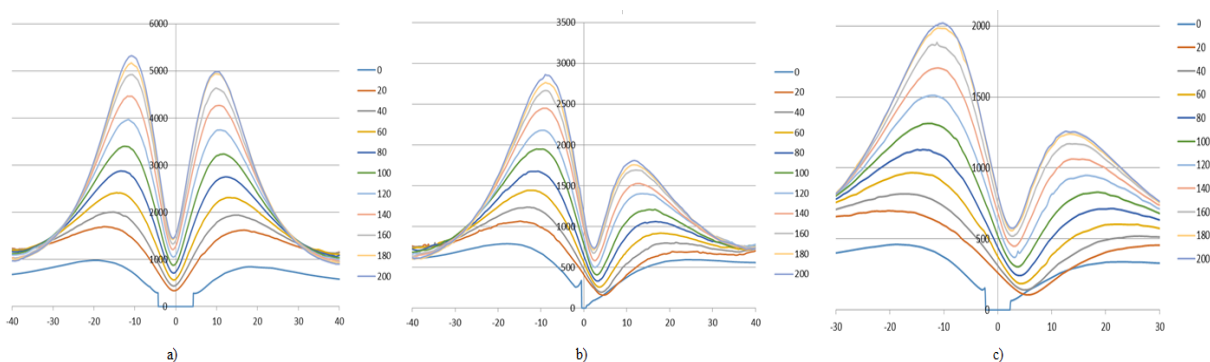
Za potrebe određivanja iznosa električnog i magnetskog polja predloženog kompaktnog dalekovoda predstavljenog u poglavlju 7.1 provedeni su izračuni elektromagnetskih polja i napravljena je usporedba s postojećim 220 kV dalekovodom i klasičnim Y 400 kV dalekovodom.

U tu svrhu su napravljena tri trodimenzionalna modela (dva modela 400 kV i postojeći 220 kV dalekovod) u ANSYS Maxwell-u. Modeli uzimaju u obzir geometrije vodiča i glave stupa kako bi se odredili iznosi elektromagnetska polja. U modelu su uključeni stupovi, vodiči (po dva vodiča u snopu), izolatorski lanci i zemlja. Zemlja je modelirana kao ravna ploča s relativnom udaljenosti od vodiča koja odgovara mjestu promatranja.



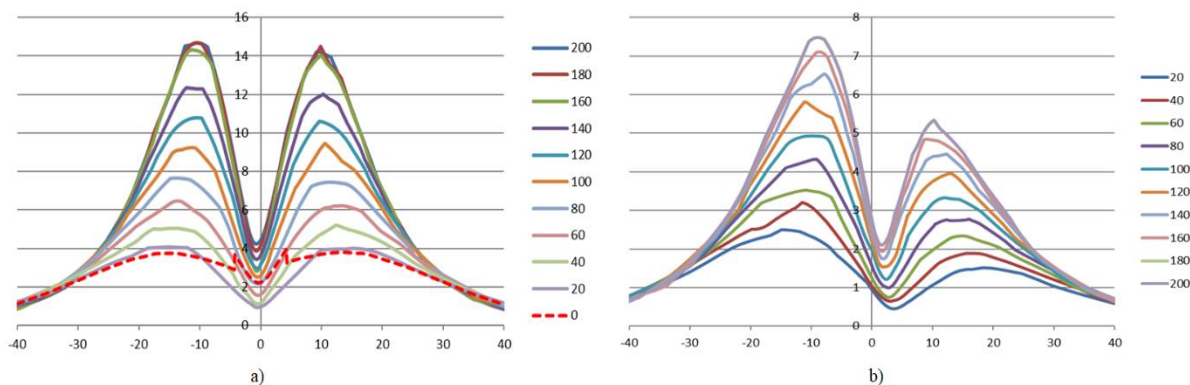
Slika 7.23: Modeli promatranih stupova ( a – Y 400 kV, b – komp 400 kV, c – jela 220 kV)

Raspodjela jakosti električnog polja duž trase dalekovoda (do polovice raspona) za tri razmatrana slučaja prikazana je na slici 7.24. Raspodjela gustoće magnetskog polja prikazana je na slici 7.25.



Slika 7.24: Raspodjela jakosti električnog polja do polovice raspona dalekovoda u V/m (a – Y 400 kV, b – komp 400 kV, c – jela 220 kV)





Slika 7.25: Raspodjela jakosti magnetskog polja do polovice raspona dalekovoda u  $\mu\text{T}$  (a – Y 400 kV, b – komp 400 kV)

Prikazanim proračunima dobiveni su svi potrebni rezultati za detaljnu analizu/usporedbu promatranih konfiguracija dalekovoda s obzirom na odredbe Pravilnika o zaštiti od elektromagnetskih polja. Treba imati na umu da se analiziraju samo novi dalekovodi tj. primjenjuje se strože vrijednosti elektromagnetskih polja iz Pravilnika. Na zatečene dalekovode se primjenjuju odgovarajuće odredbe o graničnim vrijednostima jakosti električnog polja i gustoće magnetskog toka, odnosno granične vrijednosti su jednake za područja profesionalne izloženosti i za područja povećane osjetljivosti:

$$E_{gr} = 2000 \text{ V/m}, B_{gr} = 40 \mu\text{T}$$

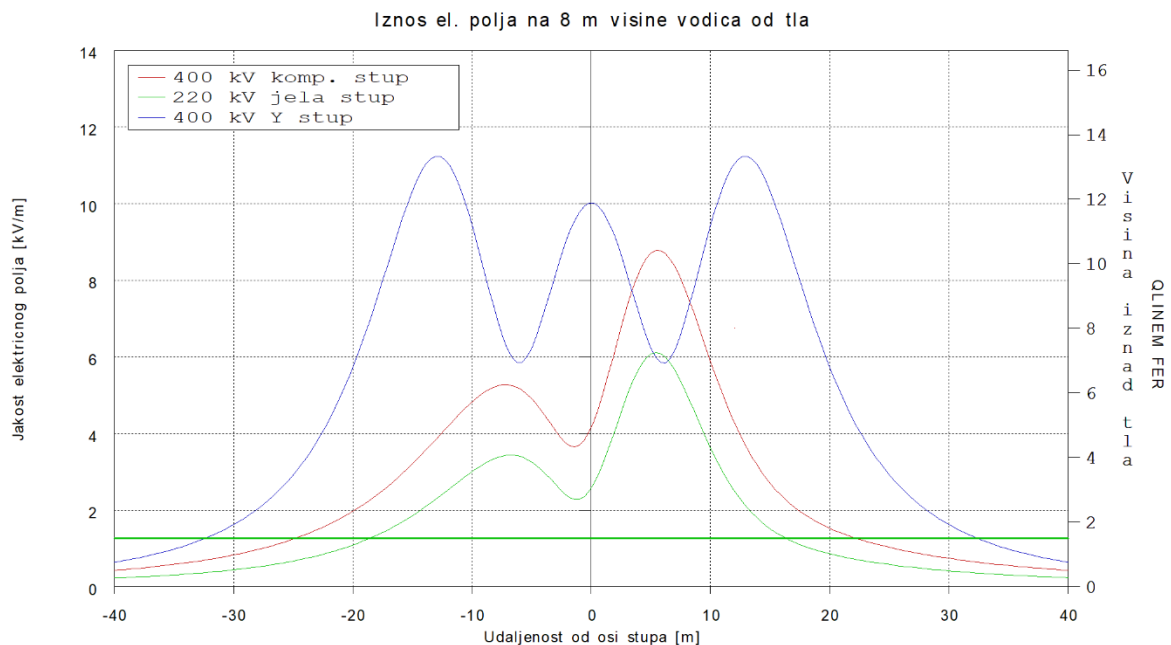
Tablica 7.3: Granične udaljenosti za dalekovode za područje povećane osjetljivosti

Granične udaljenosti (m)	Novi dalekovodi – dopuštena područja povećane osjetljivosti					
	Visina vodiča ( $h_{\min} - 8 \text{ m}$ )			Visina vodiča ( $h_{\min} - 9 \text{ m}$ )		
	E (V/m)	B ( $\mu\text{T}$ )	Koridor	E (V/m)	B ( $\mu\text{T}$ )	Koridor
	2000	40		2000	40	
Y – 400 kV	28,2	19,5	35	28,5	18,7	35
Komp. – 400 kV	19,9	8,9	35	19,8	7	35
Jela – 220 kV	14,3	-	25	13,8	-	25

Iz rezultata proračuna vidljivo je da postojeći 400 kV dalekovodi zadovoljavaju propisane iznose elektromagnetskih polja na rubovima koridora definirane Pravilnikom te su

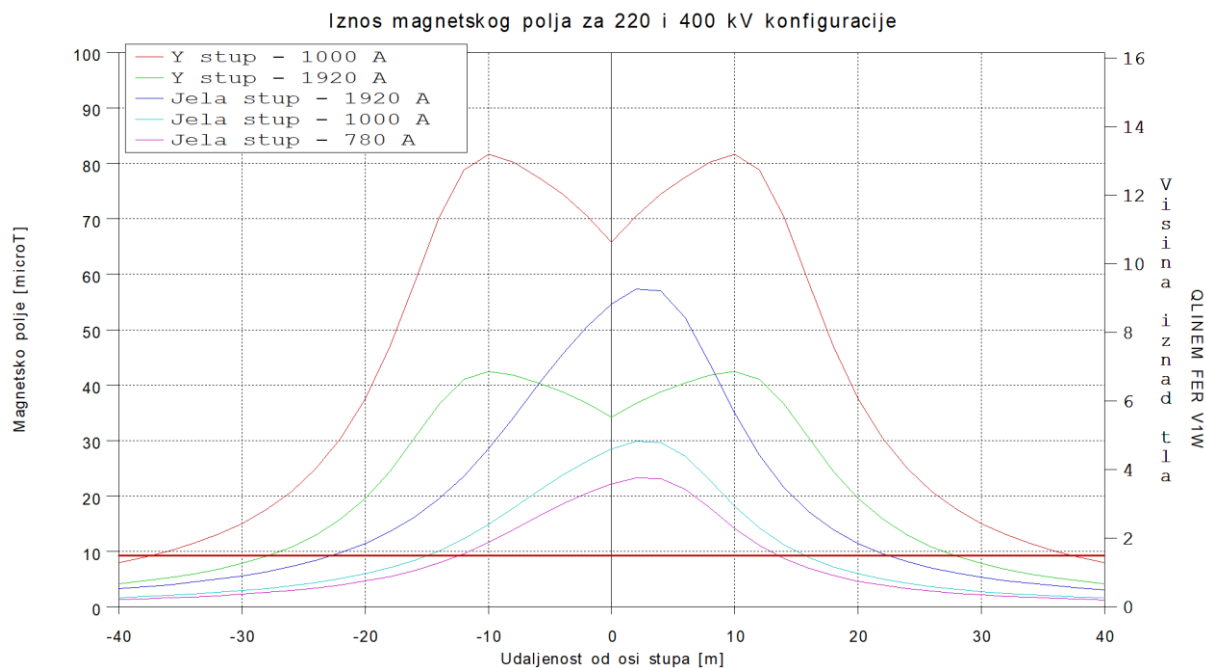
iznosi graničnih udaljenosti predstavljeni tablicom 7.3. Na slici 7.26 prikazana je raspodjela električnog polja za konfiguraciju postojećeg 220 kV dalekovoda, razmatranog kompaktnog 400 kV dalekovoda i Y konfiguracije 400 kV koja je u upotrebi u hrvatskoj prijenosnoj mreži. Proračuni za sva tri slučaja su izvršeni na sredini raspona za donji fazni vodič koji je udaljen na minimalnoj sigurnosnoj visini od tla (8/9 m za 400 kV). Rezultati raspodjele magnetskog polja za razmatrane konfiguracije prikazani su na slici 7.27 gdje su odabrane fazne struje 780 A (za 220 kV), 1000 A i 1920 A (za 400 kV). Izračun iznosa električnog i magnetskog polja je napravljen za visinu 1,5 m od tla.

Rezultati proračuna ukazuju da oblik i iznos jakosti el. polja je funkcija naponskog nivoa i geometrijom glave stupa. Za kompaktni dalekovod vidljivo je značajno smanjenje električnog polja u odnosu na klasičan 400 kV dalekovod s Y stupovima. Iznosi magnetskog polje se slično ponašaju kao i za električno polje te je vidljivo da se kompaktnošću postižu manje vrijednosti ispod i na rubu dalekovoda u odnosu na klasična rješenja.



Slika 7.26: Raspodjela električnog polja za razmatrane konfiguracije stupova

Primjenom kompaktnosti za nove dalekovode iznosi el. i mag. polja na razmatranom kompaktnom dalekovodu su u dopuštenim granicama, dapače u usporedbi s klasičnim jednosistemskim 400 kV iznosi su i manji. Raspodjela polja u samoj trasi za novi kompaktni je povoljna u toj mjeri da moguće i 24 satni boravak za pojedine dijelove trase dalekovoda. Iznosi el. i mag. polja na rubu koridora za razmatrani kompaktni dalekovodu su toliko niži da je moguće primijeniti koridor za 220 kV naponski nivo (+/- 25 m).



Slika 7.27: Raspodjela magnetskog polja za razmatrane konfiguracije stupova

## 7.6. Pregled rezultata proračuna

Provedenim analizama proučena su i razmotrena osnovna električna svojstva kompaktnog 400 kV dizajna. Predstavljene tehničke cjeline ukazuju na nužnost sagledavanja u odnosu na uobičajena pravila projektiranja pa je često potrebno provjera direktnim proračunom (obično 2D i 3D modela u FEM-u). Utvrđivanja postupka njihovog rješavanja, uz napomenu da provedena razmatranja predstavlja prvi korak u rješavanju složene problematike pretvorbe (kompaktiranja) dalekovoda, nužno je potvrditi rezultatima kroz ispitivanja i testni pogon. Treba naglasiti da je dio predloženih električnih rješenja, vezan uz izbor izolacije i pogon dalekovoda, u ovu svrhu prilagođen pogonu cjelokupnog prijenosnog sustava te kao takav zahtjeva razradu individualnog rješenja za dalekovoda s obzirom na smještaj u prijenosnu mrežu.

Preliminarni FEM proračuni obrađuju stacionarne uvijete djelovanja električnog i magnetskog polja na pojedine elemente u glavi stupa dalekovoda. Uslijed manjih udaljenosti između faza za očekivati je porast električnog potencijala što će za posljedicu imati veće iznose električnog polja. Primjena štapnih kompozitnih izolatora omogućuje geometrije s manjim razmacima bez da se primjene čelično rešetkaste konstrukcije te se na taj način ostvaruje manje izobličenje ekvipotencijalnih ploha i umjerenija raspodjela električnog polja.



Prikazanim rezultatima vidljivo je da dolazi do porasta električnog polja na vodičima, ovjesnoj opremi i izolatorima. Za 400 kV naponski nivo je uobičajeno da se koriste vodiči u snopu, pa je izbor broja vodiča i konfiguracija od presudnog značaja. Za razmatrano kompaktno rješenje da se zadrži tipska konfiguracija vodiča u snopu dolazi do porasta el. polja na površini vodiča. Za očekivati je da će do sličnog porasta doći i na ovjesnoj opremi, pa je potrebno voditi računa o kvaliteti završne izvedbe kako bi se izbjegli dodatni gubici, povećanje buke i radio smetnji.

Kao za vodiče veliki naglasak je stavljen i na određivanje utjecaja el. polja na izolatore. Za 400 kV naponski nivo nužno je razmotriti utjecaj korona prstenova i njihovih dimenzija na smanjenje iznosa i boljeg formiranja el. polja na početku izolatora. Dobiveni rezultati ukazuju na nužnu upotrebu korona prstenova koji značajno smanjuju iznos električnog polja na početku izolatorskog lanca čime se postiže da su svi iznosi električnog polja zadovoljeni.

Za sva provedena razmatranja korištenjem FEM metode pristupilo se na način da se postojeći 2D/3D model verificirao s izračunima klasičnim metodama. Prilikom modeliranja u nedostatku pojedinih elemenata tj. pojednostavljujući model izostavljanjem stupa, izolatora, ovjesne opreme i vodiča treba pristupiti s oprezom jer dobiveni rezultati mogu biti netočni i dovesti do krivih zaključaka.

## 8. ZAGRIJAVANJE VODIČA I TERMIČKO PONAŠANJE OVJESNE OPREME

Osim provjere električnih karakteristika, koje su predstavljene u prethodnim razmatranjima, vodiči, ovjesna oprema i izolatori moraju posjedovati dobra mehanička i termička svojstva radi osiguranja sigurnog i pouzdanog rada dalekovoda. Navedena oprema je trajno izložena mehaničkim i termičkim naprezanjima. Mehanička naprezanja su prvenstveno uzrokovana silama na vodič uslijed vremenskih prilika (u vidu dodatnog tereta vjetra i snijega/leda) dok termička naprezanja proizlaze iz protjecanja struje kroz vodič i prenose se na ovjesnu i izolatorsku opremu. Za potrebe razmatranja termičkog ponašanje vodiča i ovjesne opreme razmotrit će se zagrijavanja vodiča i prijenos topline na ovjesnu opremu i izolator.

Termičko naprezanja vodiča i ovjesne opreme je povezana s temperaturnom izloženosti dalekovoda. Uslijed protjecanja struje kroz vodič dolazi do porasta temperature vodiča koja se prijenosi se na ovjesnu opremu i izolator. Uzroci povećanja temperature su prvenstveno uzrokovani prolaskom struje i u manjoj mjeri vremenskim prilikama na trasi dalekovoda te će se razmotriti mehanizmi nastanka povećanja temperatura i određivanje rasprostiranja temperatura po pojedinim elementima.

Određivanje temperature na vodičima je moguće pomoću CIGRE, IEEE ili IEC standarda [98] - [100]. Svi standardi primjenjuju toplinsku jednadžbu vodiča za izračun temperature vodiča, gdje se za izračun primjenjujući IEEE standard dobiju konzervativniji rezultati u odnosu na druge standarde. Uslijed jednostavnijeg praćenja parametara CIGRE standard je prikladniji za praktično inženjerstvo [100]. Zbog svoje robusnosti i konzistentnosti izračuna temperature za širi raspon ulaznih parametara IEEE standard će se koristiti u daljnjim razmatranjima kao referentni izračun.

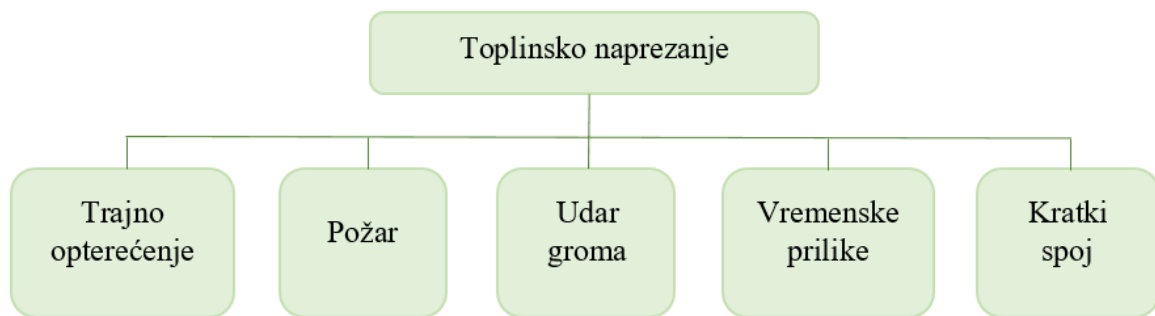
IEEE – 738 standard predstavlja vodič kao koncentrični/točkasti model stoga je nužno razmotriti primjenu suvremenih metoda (FEM) te kroz 2D modele napraviti izračun raspodjele temperature za različite tipove vodiča. Razvit će se model potreban za daljnje analize na način da će se izračuni temperature s FEM alatom verificirati s IEEE standardom. Tako izračunate temperature vrijednosti primijenit će se za određivanja termičkog opterećenje vodiča i izolatora. Rezultati navedenih termičkih proračuna sagledavaju ponašanje novih tehnologija vodiča u svrhu implementacije na nove ili postojeće dalekovoda radi dobivanja potpunije slike/informacije o termičkom ponašanju vodiča i izolatora na dalekovodima.

## 8.1. Utjecaj zagrijavanja na vodič i ovjesne opreme

U ovom poglavlju predstaviti će se glavni čimbenici koji pridonose porastu temperature, toplinskom stresu pojedinih komponenti dalekovoda i dovode do neželjenih učinaka na vodič. Zasebno će se predstaviti odnosi između toplinskog napreznja i učinaka na vodič.

### 8.1.1. Uzroci toplinskog napreznja

Prilikom projektiranja dalekovoda temperatura vodiča je glavno termičko ograničenje u pogonu dalekovoda i unaprijed je određena odabirom vrste vodiča i presjeka vodiča. Maksimalna radna temperatura vodiča se ne smije prekoračiti iz sigurnosnih razloga tj. određena je svojstvima materijala od kojih je vodič sastavljen. Prekomjerno toplinsko napreznje u vodičima nastaje zbog trajnog opterećenja u pogonu, kratkih spojeva i prirodnih utjecaja, poput udara groma, požara i vremenskih uvjeti (insolacija) koji mogu povećati temperaturu duž dalekovoda (slika 8.1).



Slika 8.1: Uzroci toplinskog napreznja vodiča

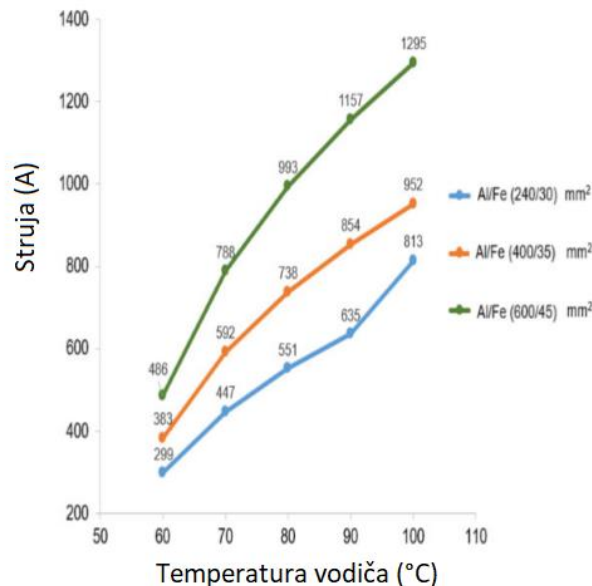
Navedena napreznja prikazana slikom 8.1 imaju različite učinke na vodič i trebaju se razmatrati zasebno. Udar groma u vodič, stup ili u neposrednoj blizini stupa je kratka pojava i može uzrokovati značajna oštećenja na izolatorskoj, ovjesnoj opremi i vodiču. Kratki spoj nastaje uslijed dodira faznih vodiča s zemljom uzrokovanih kvarom na ovjesnoj opremi, slučajnim ili nesretnim dodirom s okolnim objektima (koji su uzemljeni), preskokom međufazama uslijed vremenskih neprilika itd. Za vrijeme trajanja kratkog spoja dolazi do visokih iznosa struja (nekoliko kA) koje trenutno uzrokuju porast temperature vodiča. Vrijeme trajanje kratkih spojeva je relativno kratko (0,1-0,3 s) te je vodič trenutno izložen porastu temperature koja može u nekim slučajevima poprimiti značajne iznose [101]. Pojava požara je značajna tokom ljetnih mjeseci i može uzrokovati visoke temperature u blizini dalekovoda.

Tokom požara temperature mogu iznositi  $1000^{\circ}\text{C}$  –  $1200^{\circ}\text{C}$  i u blizini dalekovoda može doprinijeti slabljenju integriteta stupa, ovjesne opreme i vodiča [102]. Navedene pojave zbog svojih karakteristika (nepredvidivosti, kratkom trajanju i selektivnom učinku na vodiča) zahtijevaju zasebna složena razmatranja i nisu predmet daljnjih razmatranja.

#### 8.1.1.1 Trajno termičko opterećenje vodiča

Prijenos električne energije prema kupcima/krajnjim korisnicima dominantno se ostvaruje dalekovodima. U današnje vrijeme uslijed porasta obnovljivih izvora na prijenosnoj mreži i povećanja opterećenja uslijed gospodarskog razvoja za posljedicu uzrokuje promjenjive tokove snaga u EES-u. U navedenim uvjetima dolazi do većih opterećenja dalekovoda koji uzrokuju veće strujno i termičko opterećenja vodiča. Kako bi se izbjegla neželjena preopterećenja potrebno je optimizirati kapacitet postojećih dalekovoda u skladu s njihovim mogućnostima/ograničenjima [103]. Kontinuirani rad dalekovoda na većim strujama treba strogo ograničiti jer će povišena struja uzrokovati višu temperaturu vodiča od dopuštene. U konačnici povišenje temperature uzrokuje termičko naprezanje materijala u vodiču i dovodi do degradacije materijala.

Na slici 8.2 prikazana je ovisnost temperature vodiča o struji s obzirom na presjek vodiča.



Slika 8.2: Ovisnost temperature vodiča o struji za različite presjeke [103]

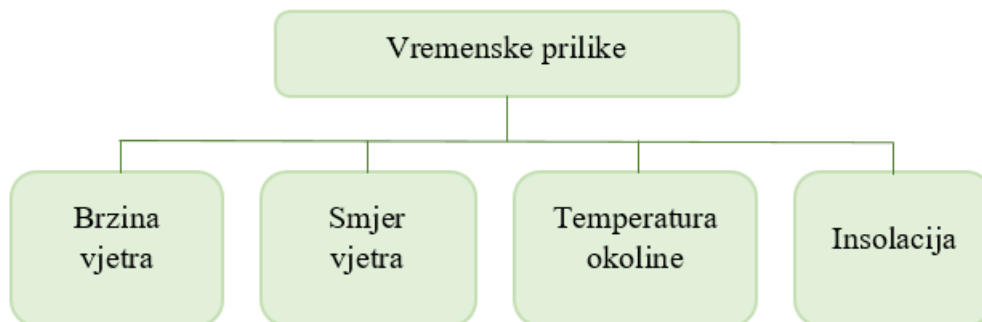
Provedene studije su pokazale da s povećanjem struje dopušteno vrijeme preopterećenja vodiča ovisi o presjeku vodiča [103]. Omjer povećanja temperature je u

ovisnosti o porastu struje je za većinu vodiča linearna, stoga optimiranje presjeka vodiča predstavlja određeni izazov prilikom određivanja dopuštenog termičko naprezanje tijekom pogona.

Iznos temperaturnog opterećenja vodiča je detaljno istraženo s stajališta da se omogući veća struja vodiča i veći prijenos snage putem dalekovoda. Uočeno je da na temperaturu vodiča značajno utječu vremenski uvjeti u stvarnom vremenu [104]. Vremenski uvjeti na dalekovodu mogu značajno varirati s obzirom na geografske prilike u kojim je dalekovod smješten, stoga je važno poznavati stvarne vremenske prilike kako bi se odredila granična termička opterećenja. Određivanje stvarnih vremenskih uvjeta na trasi dalekovoda poboljšava pouzdanost dalekovoda, omogućuje veći kapaciteta prijenosa dalekovoda i daje stvarnu temperaturu vodiča ovisno o trenutnim vremenskim uvjetima što doprinosi razumijevanju termičkih prilika vodiča.

#### 8.1.1.2 Utjecaj vremena na vodič

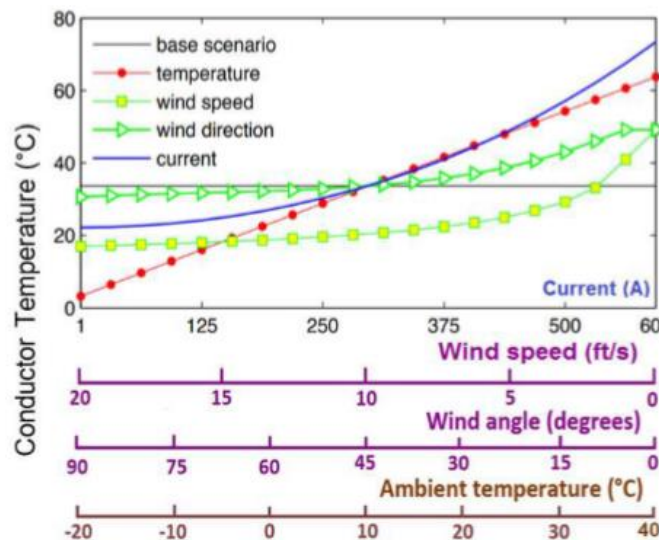
Za određivanje temperature vodiča potrebno je poznavati vremenske uvijete kojima je izložen vodič. Vremenski uvjeti doprinose hlađenju i grijanju vodiča, stoga se čimbenici koji utječu na temperaturu vodiča mogu prikazati slikom 8.3. Za određivanje temperature vodiča potrebno je poznavati toplinsku jednadžbu vodiča u kojoj veliki značaj imaju predstavljene vremenske prilike.



Slika 8.3: Podjela vremenske prilika koje utječu na temperature vodiča

Određivanje temperature vodiča moguće je primjenom toplinske jednadžbe prema, IEC, IEEE 738 ili CIGRE standardu/metodi. Glavni koncept toplinske jednadžbe vodiča je da generirana toplina u i na vodiču (struja i insolacija) je jednaka predanoj toplini u okolni zrak. Temperatura okoline mora biti manja od temperature vodiča kako bi se ostvario prijelaz topline i ovisi o dosta faktora (prvenstveno geografskih). Kretanje temperature je promjenjiva veličina (ovisi o dobu dana i godišnjim razdobljima) što rezultira i značajnim godišnjim promjenama

temperature vodiča. Utjecaj brzine vjetra i smjer vjetra doprinosi odvođenju topline vodiča i izuzetno je važno odrediti navedena kretanja u stvarnom vremenu. Iznosi brzine vjetra i kuta znaju značajno varirati s obzirom na geografska područja kojima dalekovod prolazi i određivanje temperature vodiča u takvim uvjetima je složen proces. Osim struje izvor topline je i insolacija koja doprinosi porastu temperature vodiča kada je vodič izložen suncu. Porast temperature ovisi o dobivenoj toplinskoj energiji kroz intenzitet sunčevog zračenja, izloženosti površine vodiča suncu i učinkovitosti upijanja na površini vodiča. Na slici 8.4 prikazani su vremenski utjecaji navedenih parametara na temperaturu vodiča. Najveći utjecaj na hlađenje vodiča ima brzina vjetra te uslijed veće brzine vjetra dolazi do povećanog odvođenja topline sa vodiča. Do određene brzine vjetra (>10 ft/s ili 3,048 m/s) utjecaj vjetra na temperaturu vodiča je od iznimnog značaja i ima najveći utjecaj od svih promatranih parametara. Smjer vjetra također utječe na temperaturu vodiča te je vidljivo da za kutove od 10° – 50° postoji značajnije smanjenje temperature vodiča. Učinak hlađenja najveći je kad je vjetar okomit na vodič [105].

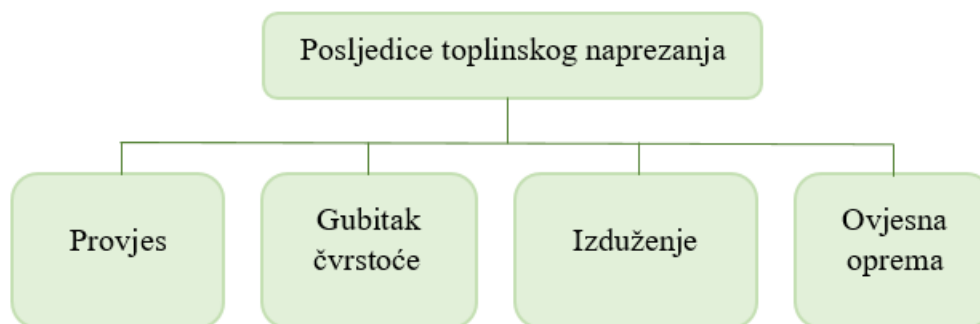


Slika 8.4: Utjecaj pojedinih vremenskih prilika na temperature vodiča [105]

#### 8.1.2. Učinak toplinskog naprezanja na vodič i ovjesnu opremu

Uslijed izloženosti vodiča visokoj temperaturi javlja se toplinsko naprezanje koje za posljedicu ima smanjenje postojećih mehaničkih karakteristika i ubrzava starenje materijala. Vodiči na dalekovodu moraju posjedovati projektirane mehaničke karakteristike (mehaničku čvrstoću, elastičnost, izduženje, održavanje sigurnosnih visina, postojanost i sl.) kako bi dalekovod sigurno i pouzdano bio u pogonu za predviđeni životni vijek. Na sve navedene karakteristike utječe porast temperature na vodiču i kroz godine eksploatacije dolazi do

smanjenja projektiranih vrijednosti. Na slici 8.5 prikazan je navedena podjela uslijed toplinskog naprezanja vodiča.



Slika 8.5: Podjela uslijed toplinskog naprezanja

Najveći utjecaj na provjes ima termičko opterećenje vodiča uslijed visokih strujnih opterećenja dalekovoda i slabijeg odvođenja topline. Povećanje provjesa je izravno proporcionalno povećanju struje i narušavanju sigurnosnih visina što u konačnici ovisi o duljini raspona i težini vodiča [106]. Do pojave povećanih provjesa može doći i uslijed ekstremnih vremenskih uvjeta (jaki vjetrovi) što može dovesti do galopiranja i oštećenja vodiča. U trajnom pogonu su dopušteni provjesi sve dok se održava minimalna sigurnosna udaljenost od tla.

Izloženost vodiča visokim temperaturama tijekom dužeg vremena doprinosi gubitku vlačne čvrstoće. Gubitak vlačne čvrstoće smanjuje mehaničku čvrstoću žičanog dijela vodiča, osobito ako vodič prelazi dopuštenu radnu temperaturu te se time izdužuje što rezultira manjom napetošću i povećanjem provjesa dalekovoda. Vodič se tokom vremena izdužuje i širi te mu se smanjuje električna vodljivost i povećava otpor. Uslijed viših temperatura vodiča dolazi do procesa žarenja čime se smanjuje čvrstoća i povećava duktilnost materijala. Kako bi se razumjeli navedeni procesi razvijeni su modeli starenja u svrhu razumijevanja toplinskog učinka na vodič [107]. Gubitak vlačne čvrstoće vodiča uslijed viših temperatura vodiča dovodi do smanjenja mehaničke čvrstoće vodiča što za posljedicu ima trajno istežanje/izduženje vodiča. Uslijed izduženja vodiča dugotrajno dolazi do povećanja provjesa te se mora vršiti periodično održavanja kako bi se zadovoljili minimalni razmaci od tla i objekata u koridoru dalekovoda te izbjegli kratki spojevi, naprezanja i oštećenja opreme što dovodi do neraspoloživosti dalekovoda

Utjecaj povišenih temperatura ima utjecaj i na ovjesnu opremu koja omogućuje spajanje vodiča s izolatorskom opremom. Visoka temperatura povećava toplinska naprezanja

ovjesne opreme što za posljedicu ima ubrzavanja starenja i gubitka mehaničkih svojstva opreme. Tijekom rada pri povišenim temperaturama dolazi do povećanja otpora spojnice vodiča i smanjenja čvrstoće stezanja spojnice [108]. Istraživanjem kvarova spojnica vodiča je ustanovljeno da 94,5% kvarova proizlazi uslijed izloženosti konvencionalnog vodič temperaturi od 125°C te su više temperature na spojnicama glavni uzrok gubitka mehaničkih svojstava konektora [109]. Dugoročno, ovo stanje smanjuje pouzdanost dalekovoda, uzrokuje ispade dalekovoda što rezultira smanjenjem pouzdanosti prijenosa električne energije u prijenosnoj mreži [110].

## 8.2. Zagrijavanja vodiča i ovjesne opreme

Temperatura vodiča ovisi o dva glavna čimbenika, strujom koja prolazi kroz vodič i okolišnim uvjetima oko vodiča (brzina vjetra, smjer vjetra, intenzitet sunčevog zračenja i okolišna temperatura). Da bi se odredila temperatura vodiča potrebno je znati sve navedene parametre i preko toplinske jednadžbe odrediti trenutni iznos temperature i ujedno maksimalnu dopuštenu struju za promatrani vodič. Uzimajući u obzir sve navedene uvijete pristupit će se izračunu temperatura i strujnog opterećenja vodiča prema IEEE 738 standardu zbog konzistentnosti izračuna temperature za širi raspon ulaznih parametara [100].

### 8.2.1. Jednadžba vodiča

Prijelazna toplinska jednadžba vodiča prema IEEE standardu (jednadžba 8.1), opisuje dinamičke promjene temperature uslijed promjene struje vodiča i okolišnih uvjeta duž vodiča.

$$q_c + q_r + mC_p \frac{dT_c}{dt} = q_s + I^2 R(T_c) \quad (8.1)$$

Gdje je:

$q_c$  – odvođenje topline konvekcijom

$q_r$  – odvođenje topline radijacijom

$m$  – masa vodiča

$C_p$  – toplinski kapacitet vodiča

$T_c$  – temperatura vodiča

$q_s$  – zagrijavanje vodiča sunčevim zračenjem

$I$  – struja kroz vodič



$R(T_c)$  – otpor vodiča za temperaturu  $T_c$

U slučaju kada je struja u vodiču nepromijenjena i okolni uvjeti ne promjenjivi dolazi do izjednačavanja zagrijavanja i hlađenja vodiča tj. toplinske ravnoteže, te se jednadžba 8.1 može prikazati:

$$q_c + q_r = q_s + I^2 R(T_c) \quad (8.2)$$

U realnom pogonu duž trase dalekovoda okolišni uvjeti nisu ujednačeni na svim lokacijama i iznos struja većinu vremena ima blaže promjene stoga primjena jednadžbe 8.2 u pogonske svrhe nije primjenjiva, već se koriste prvenstveno za brze i pojednostavljene izračune temperature vodiča. U nastavku će se kroz stacionarnu toplinsku jednadžbu vodiča prikazati utjecaje pojedinih parametara na izračun temperature.

### 8.2.2. Izračun struje vodiča

U pogonu struja kroz vodič nije stalna niti su atmosferski uvjeti duž trase identični te izračun struje stoga ovisi o mnogo parametara, pa se stoga i određivanje trajnog strujnog opterećenja može odrediti na više načina. Deterministički i probabilistički modeli se najčešće primjenjuju u praksi gdje deterministički model ima veću razinu sigurnosti i nešto manju točnost.

Glavna karakteristika determinističkog modela je definiranje krajnjih stanja tj. odrediti najveću dopuštenu temperatura vodiča uz poznate parametre okoline. Najveća dopuštena temperatura vodiča zbog zagrijavanja ne smije prijeći od 80 °C za klasičnu užad (ACSR), dok je za HTLS vodiče deklariran od strane proizvođača. Za najnepovoljnije stanje okoline uzima se temperatura od 40 °C i brzina vjetra pri mirnom vremenu  $v = 0,61$  m/s. S obzirom da se vodič nalazi na visinama od tla koja su izložena većim brzinama vjetra smatra se da su navedene vrijednosti konzervativne i u konačnici dobiveni rezultati su u granicama sigurnosti.

Izračun temperature vodiča moguće je izračunati kada su poznati svi meteorološki uvjeti te se iznos struje može prikazati (izvedeno iz jednadžbe 8.2) na sljedeći način:

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}} \quad (8.3)$$

Izračun struje direktno određuje termičku granicu dalekovoda i sposobnost da se prenese veća snaga u odnosu na referentne vrijednosti dalekovoda (u slučaju da je zadovoljena i naponska stabilnost). U današnjim uvjetima određivanje termičke granice dalekovoda

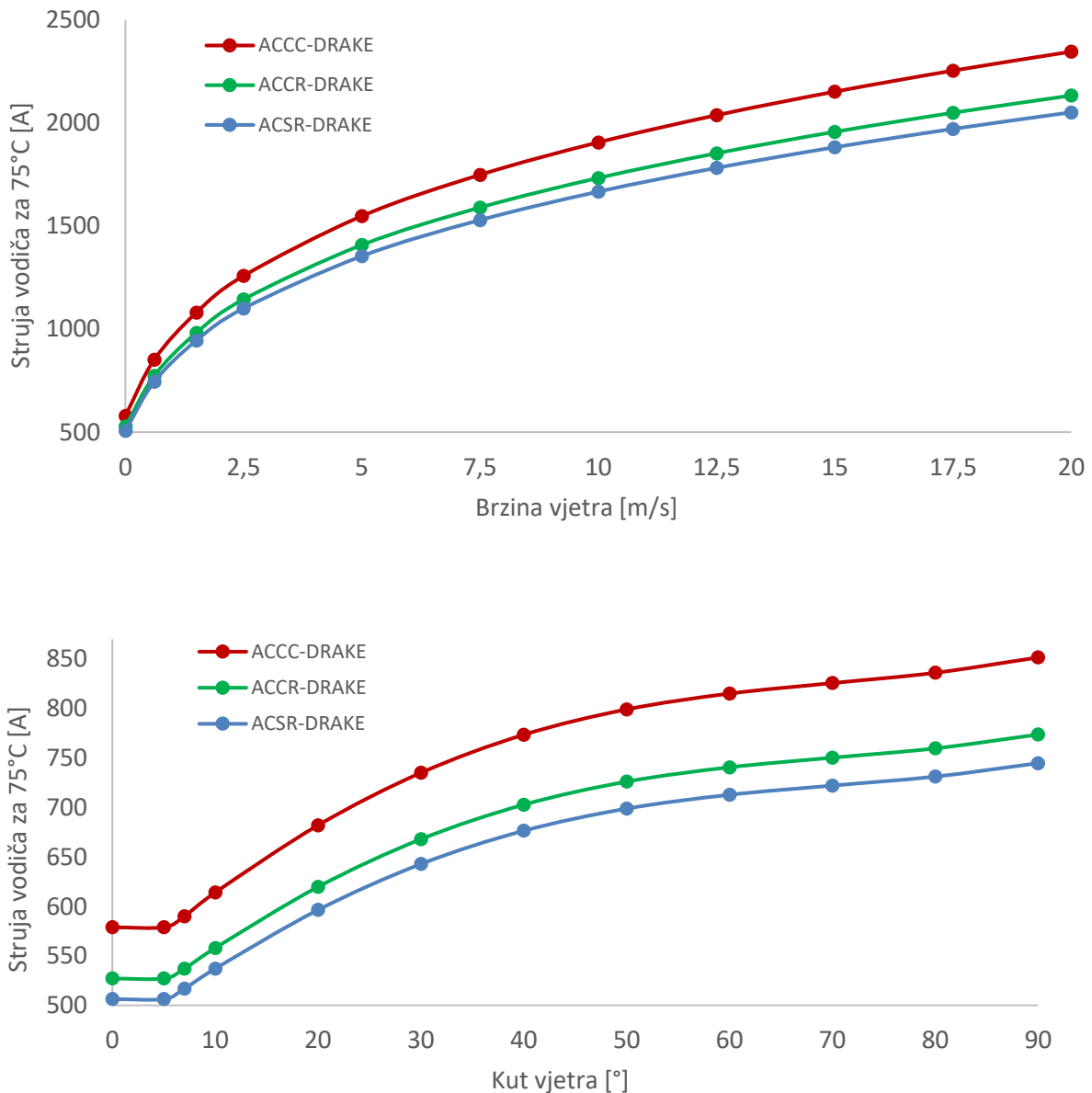
prilikom vođenja EES-va postaje iznimno važno te se njezinom primjenom postiže veća fleksibilnost prijenosne mreže.

### 8.2.3. Utjecaj vjetra, insolacije i temperature okoline na struju vodiča

Izvori topline pri zagrijavanju vodiča su prvenstveno struja koja prolazi kroz vodič i sunčeva insolacija. Toplina pohranjena u vodiču mora imati svoj energetski ponor tj. prenijeti se na okolinu stoga okolišni uvjeti imaju presudni značaj na krajnji iznos temperature vodiča. Održavanje temperature unutar dopuštenih granica postiže se hlađenjem vodiča. Hlađenje vodiča se omogućuje kroz konvektivno i radijacijsko hlađenje, gdje se konvektivno hlađenje osigurava strujanjem zraka (vjetar), a radijacijsko hlađenje nastaje uslijed prijelaza topline bez fizičkog kontakta. Konvektivno hlađenje je glavni faktor koji utječe na temperaturu vodiča stoga predstavlja složeni izračun koji se sastoji od prirodnog hlađenja (bez prisustva vjetra) i prisilnog hlađenja (uz prisustvo vjetra). Kako bi se odredio utjecaj na iznos struje provedeni su izračuni strujnog opterećenja za DRAKE vodiče u izvedbi ACSR, ACCR i ACCC.

Pomoću IEEE standarda moguće je izračunati prijenos topline za sve brzine vjetra, jer funkcija nije linearna. Provedenim izračunima (slika 8.6. a) vidljiva je ovisnosti strujnog opterećenja vodiča za različite brzine vjetra. Pri malim brzinama vjetra od 0 do 5 m/s dolazi do porasta dopuštenog strujnog opterećenja za 168% a za porast brzine od 5 do 20 m/s dolazi do porasta dopuštenog strujnog opterećenja za 52% dok je ukupni porast dopuštenog strujnog opterećenja 305%. Navedene postotne vrijednosti su iste za sve izvedbe vodiča. Vidljivo je da povećanjem brzine vjetra dolazi do nelinearnog porasta strujne nosivosti te se može zaključiti da je utjecaj vjetra od velikog značaja za određivanje temperature vodiča.

Utjecaj smjera vjetra na dopušteno strujno opterećenje prikazan je slikom 8.6. b) gdje je vidljiva nelinearna karakteristika s obzirom na kut upada vjetra na vodič. Do kuta vjetra od 7° nema nikakvih promjena, da bi za kut vjetra od 40° došlo do porasta strujnog opterećenja za 34%, a za porasta kuta vjetra od 40° do 90° dolazi do porasta dopuštenog strujnog opterećenja za 10%. Navedene vrijednosti su iste za sve izvedbe vodiča. Isto kao u slučaju ovisnosti struje o brzini vjetra može se zaključiti da značajniji porast temperaturnog opterećenja se javlja za male promjene početnih vrijednosti i da oba parametra imaju značajan utjecaj na određivanje temperature i strujnog dopuštenog opterećenja vodiča na dalekovodu.

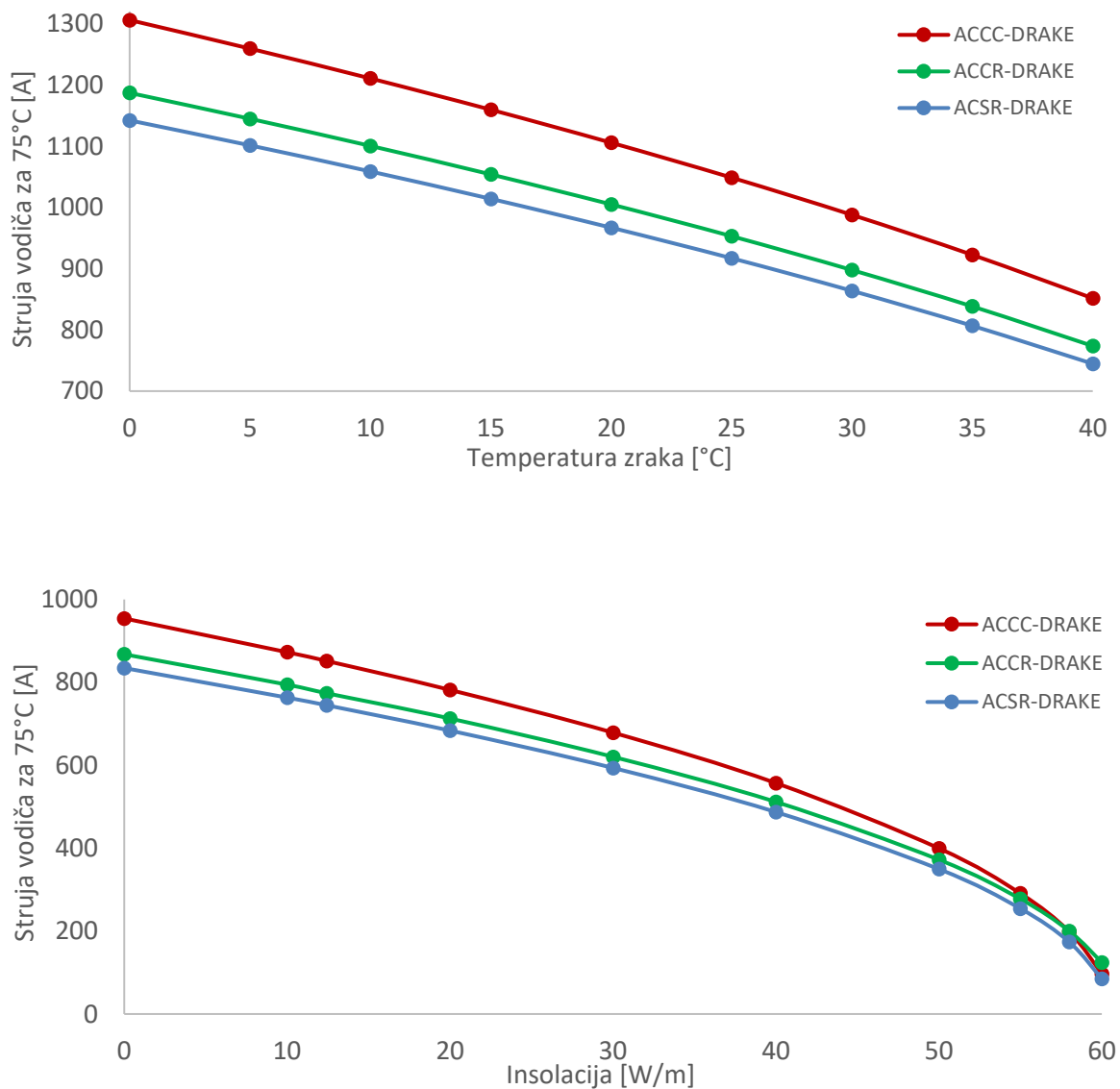


Slika 8.6: Ovisnost strujnog opterećenja vodiča za različite brzine (a) i kutove vjetra (b)

Prelazak temperature sa vodiča na okolinu je određen temperaturom okoline te što je veća temperaturna razlika između površine vodiča i okoline ostvaruje se bolji uvjeti za konvekcijski i radijacijski prijelaz topline. Na slici 8.7 a) prikazan je utjecaj vanjske temperature na iznos dopuštenog strujnog opterećenja gdje je krivulja približno linearna za cijeli promatrani temperaturni raspon zraka. Za promatrani raspon temperature okolnog zraka ( $0^{\circ}\text{C} - 40^{\circ}\text{C}$ ) dolazi do smanjenja dopuštenog strujnog opterećenja od 53% za sve izvedbe vodiča.

Intenzitet sunčevog zračenja (insolacija) doprinosi dodatnom zagrijavanju vodiča stoga je potrebno razmotriti utjecaj njezin. Pod uvjetom da su drugi parametri nepromijenjeni s

porastom intenziteta zračenja od 0–60 W/m na vodič povećava se apsorpcija što doprinosi porastu temperature vodiča što za posljedicu ima smanjenje strujnog opterećenje. Na slici 8.7 (b) prikazan je utjecaj sunčevog zračenja gdje je vidljivo da kao i u slučaju porasta temperature okoliša imamo linearnu karakteristiku za veći dio krivulje, dok se za vrijednosti insolacije veće 50 W/m postoji značajan pad strujnog opterećenja. Za odabranu radnu točku (161 dan u godini i 14 sat), što odgovara 12,4 W/m, može se očekivati smanjenje dopuštenog strujnog opterećenja za 12% u odnosu na vrijednost insolacije od 0 W/m. Navedene vrijednosti smanjenja strujnog opterećenja su iste za sve izvedbe vodiča.



Slika 8.7: Ovisnost strujnog opterećenja vodiča o vanjskoj temperaturi (a) i insolaciji (b)

Sva provedena razmatranja su uzimala u obzir promjenu jednog vremenskog parametra dok su ostali parametri bili konstantni. Iako ovo nije realan slučaj provedena istraživanja dobro prikazuju ovisnost temperature vodiča (dopušteno strujno opterećenja) za pojedine meteorološke parametre. Iz provedenih istraživanja može se zaključiti da brzina i kut vjetra imaju najveći utjecaj na temperaturu vodiča, te zbog svojih karakteristika (brzih promjena u realnim uvjetima) otežavaju izračun prilikom određivanja dopuštenog strujnog opterećenja. S druge strane utjecaj temperature zraka i iznos insolacije ima manji utjecaj na promjenu temperature vodiča ali se moraju uzeti u obzir prilikom izračuna. Karakter i kretanje temperature okoline i insolacije je relativno stabilan kroz promatrano razdoblje stoga pri izračunu temperature vodiča ne utječu značajno na rasipanje rezultata kao u slučaju brzine i kuta vjetra.

#### 8.2.4. Zagrijavanje ovjesne opreme

Struje koja prolazi kroz vodič stvara toplinu u vodiču koja se pohranjuje u jezgri i plaštu vodiča. Tako stvorena toplina se prenosi na okolinu i spojnu opremu kojom je vodič pričvršćen za izolator i posljedično stup. Jednadžba toplinske ravnoteže za vodič je predstavljena u prethodnom poglavlju te prilikom određivanja temperaturu vodiča je za očekivati da će doći do prijenosa topline na opremu koja je u kontaktu s vodičem. Za određivanje temperature na spojnim mjestima vodiča i ovjesne opreme potrebno je odrediti toplinski kapacitet svakog elementa. Toplinski kapacitet je količina topline koja se dovodi materijalu i ne mijenja se kako veličina vodiča varira, stoga je potrebno odrediti ukupne toplinske kapacitete razmatranih elemenata s obzirom na karakteristike njihovima materijala. Za postojeće vodiče su provedene ograničena istraživanja zagrijavanje ovjesne opreme prvenstveno iz razloga što vodiči ne dosežu visoke temperature (do 80°C) što ne predstavlja kritične temperature za ovjesnu opremu. HTLS vodiči mogu razviti značajno više temperature vodiča (150°C – 250°C) stoga je nužno uzeti u obzir utjecaj pojavu viših temperatura na ovjesnoj opremi [14].

Ovjesna oprema i izolatori su prvenstveno dimenzionirani s mehaničkog i električkog stajališta da mogu podnijeti težinu vodiča u raznim uvjetima i osigurati zadovoljavajuća dielektrična svojstva dalekovoda. Odgovarajući oblik i dimenzioniranje navedene opreme isto tako mora osigurati dovoljnu mehaničku čvrstoću uslijed porasta temperature tijekom cijelog životnog vijeka trajanja izolatora. Već postojeći vodiči (ACSR) tokom godina imaju gubitak vlačne čvrstoće vodiča, degradaciju na spojevima vodiča i/ili stezanim stezaljkama i sl. stoga je za očekivati da će uslijed dugotrajne izloženosti višoj radnoj temperaturi doći do gubitka

mehaničkih svojstava opreme [111]. Različiti pristupi su razmatrani za navedenu tematiku, gdje se kroz teorijski i eksperimentalni pristupa ovoj temi pokušalo odrediti utjecaj temperature na vodič, stezaljke vodiča i izolatore pri struji od 2000 A [112]. Promatrana ovjesna i spojna oprema značajno ovise o karakteristikama dalekovoda pa je izloženost iste kombinaciji mehaničkih i električnih naprezanja individualnoga karaktera i značajno ovisi o projektiranim parametrima dalekovoda [113], [114].

### 8.3. Izračun zagrijavanja vodiča i ovjesne opreme

Izračun temperature vodiča se može provesti i drugim metodama osim spomenutih IEEE i Cigre standardima te je jedan od mogućih načina primjenom FEM metode. U poglavlju 7.2 predstavljenu su opća načela FEM metode te njezina primjena je moguća na razna područja u inženjerskoj praksi i primijenjenoj znanosti [89]. Primjena FEM numeričkih programa je pogodna za bolje razumijevanje plošnih/prostornih modela koji uzimaju u obzir geometrijske karakteristike promatranih modela. Primjenom istog matematičkog modela pristupit će se izračunu i prikazu raspodjele temperature na vodiču, ovjesnoj opremi i izolatoru. Proračun zagrijavanja vodiča i ovjesne opreme se vrši kroz skup diferencijalnih i integralnih jednadžbi koje opisuju promatrani model. Za izračun temperature na pojedinim elementima koristit će se 2D model za vodič te 3D model za ostale promatrane elemente (ovjesna i izolatorska oprema). Rezultati proračuna će se usporediti s postojećim konvencionalnim izračunima i tako verificirani modeli će poslužiti za izračuna temperature na složenijim modelima.

#### 8.3.1. Metoda konačnih elemenata (FEM)

Prilikom izračuna pomoću FEM metode potrebno je iz složenih geometrija stvoriti jednostavne geometrijske oblike koji se zovu elementi primjenom diskretizacije. Tako stvoreni element je dio mreže koja se modelira i za koju se provode izračuni. Element se predstavlja matematičkom jednadžba koja definira stupanj slobode jednog čvora u odnosu na drugi. Ovisno o geometrijskom obliku elementi mogu biti linije, površine ili tijela. Element se sastoji od čvorova koji su matematički izraženi preko nepoznatih vrijednosti. Čvor je točka i dio elementa prikazan u prostoru sa svojim koordinatama. Rezultati proračuna se iskazuju kroz čvorove. Kada se definiraju rubni uvjeti, za čvorove se definira sustav linearnih i nelinearnih algebarskih jednadžbi. Broj jednadžbi je izrazito velik i zahtjeva brzo izvršavanje kroz programske pakete i relativno veliku snagu računala. U današnje vrijeme većinu FEM proračuna je moguće izvesti

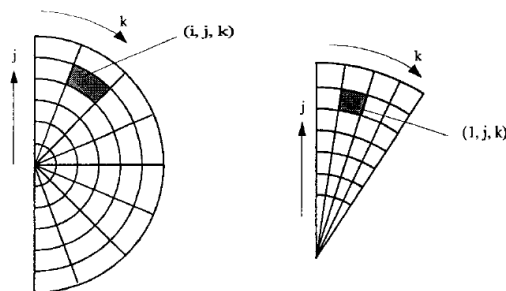
u razumno vrijeme (u nekoliko sati), stoga FEM ima značajnu praktičnu primjenu. Općenito FEM metoda se sastoji od šest povezanih procesa:

1. Diskretizacija – kreiranje jednostavnijih elemenata,
2. Definiranje jednadžbi elemenata – opis fizikalnoga problema,
3. Pridruživanje – jednadžbe za svaki element se pridružuju skupu globalnih jednadžbi,
4. Definiranje rubnih uvjeta – rubni uvjeti predstavljaju poznate vrijednosti,
5. Rješavanje sustava za nepoznate vrijednosti – rješavanje jednadžbi za sve čvorove,
6. Proračun traženih varijabli – izračun čvorišnih vrijednosti.

Provođenje izračuna FEM metodom u programskom paketu ANSYS može se podijeliti u tri koraka. U prvom koraku se za promatranu geometriju odabiru svojstva materijala, vrsta proračuna, izvor zagrijavanja/hlađenja i rubni uvjeti. Zatim se pokreće proračun koji izvršava spomenutih 6 povezanih procesa. U zadnjem koraku se određuje prikaz rezultata koji mogu biti grafičke prirode (slike) i tablične vrijednosti koje služe za prikaz grafova/krivulja.

### 8.3.2. Primjena FEM u izračunima toplinskog naprezanja

Za pretpostaviti je da temperatura varira radijalno unutar slojeva vodiča, stoga se za stacionarno stanje promatra samo jedna žica u svakom sloju. Za slučaj da je vodič simetričan duž svog presjeka može se promatrati samo jedna polovica vodiča, te se zrcaljenjem polovice dobije raspodjela temperature cijelog vodiča. Kreiranje jednostavnijih elemenata se provodi diskretizacijom sekcije vodiča s obzirom na njegov geometrijski oblik. U konačnici dobivamo konačni element (finite element) koji se može lako matematički definirati. Na slici 8.8 je primjer podjele vanjske i središnje žice na konačne elemente. Ovakav pristup je primjenjiv za sve konfiguracije vodiča.



Slika 8.8: Raspodjela konačnih elemenata – vanjski sloj (lijevo), središnja žica (desno) [81]

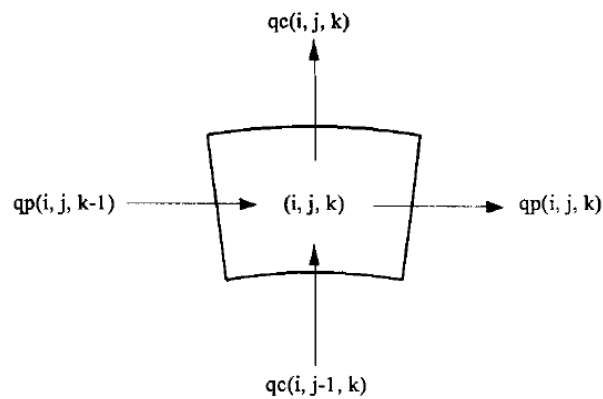
Na slici 8.8. za definiranje tj. indeksiranje svakog konačnog elementa korišteni su sljedeće oznake:

$i$  – broj sloja

$j$  – radijalna pozicija

$k$  – kutna pozicija

Pridruživanjem jednačbi koje definiraju svojstva svakog konačnog elementa uz pretpostavku da su temperaturne razine i fizikalna svojstva (gustoća, vodljivost, specifična toplina) homogena u pojedinom sloju provodi se izračun toplinske jednačbe. Toplinska jednačba se zasniva na izmjeni energije sa susjednim elementima i okolnim medijem uzimajući u obzir proizvedenu toplinu u svakom elementu kako je prikazano slikom 8.9.



Slika 8.9: Prikaz toplinske bilance energije za promatrani element [81]

Toplinska jednačba konačnog elementa za vremenski interval  $\Delta t$  je:

$$E_{t+\Delta t}(i, j, k) = [q_c(i, j-1, k) \cdot S_c(i, j-1, k) - q_c(i, j, k) \cdot S_c(i, j, k) + q_p(i, j, k-1) \cdot S_p(i, j, k-1) - q_p(i, j, k) \cdot S_p(i, j, k) + E_{int.gen}] + E_t(i, j, k) \quad (8.4)$$

Izvor topline koji se generira u svakom elementu je posljedica zagrijavanja metala uslijed prolaska struje, a izmjena topline među konačnim elementima se vrši kondukcijom. Izmjena topline ovisi o tome pripada li žica unutrašnjem ili vanjskom sloju i za konačne elementa žica u unutrašnjosti toplina se prenosi kondukcijom između kontakata i konvekcijom kada nije ostvaren kontakt među žicama vodiča. Kod vanjskih elemenata (vanjskih žica) uzima se u obzir izmjenu topline s okolnim medijem. Za tranzijentne proračune  $\Delta t$  je važan podatak koji ovisi o veličini konačnog elementa (radijalni i kutni inkrement). Vrijednost  $\Delta t$  je određena konvergencijom iterativnog procesa. Za potrebe proračuna potrebno je odabrati vrlo malu

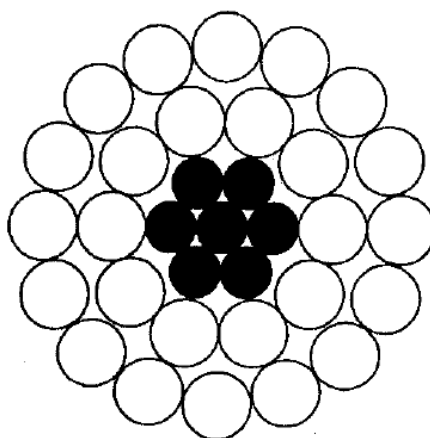


vrijednost  $\Delta t$  u usporedbi s temperaturnom vremenskom konstantom kako bi se algoritam pokazao pouzdanim.

### 8.3.3. Razmatrani modeli i priprema podataka

#### 8.3.3.1 Geometrija i rubni uvjeti ACSR dalekovodnog vodiča

ACSR vodič za koji će se provesti izračun raspodjele temperature pomoću FEM metode je 795 – 26/7 "Drake". Naziv i oznaku vodiča se dobiva uslijed izvedbe vodiča i primjene u izgradnji dalekovoda. Tako je 795 oznaka površine vodiča u cmil i 26/7 je oznaka broja aluminijski i čeličnih žica. U S. Americi postoje jedinstveni šifrirani nazivi vodiča koji definiraju njihovu konstrukciju te se ACSR vodiči nazivaju po pticama, AAC po cvijeću, a AAAC po gradovima jedinstvenog imena. Na slici 8.10 prikazana je konstrukcija navedenog ACSR Drake vodiča.



Slika 8.10: Konfiguracija ACSR vodiča

Na osnovi geometrije dobivene sa službenih stranica proizvođača vodiča mogu se izračunati promjer čelične i aluminijske žice [82]. Dakle, za definiranje kružnice je potrebno unijeti podatke za središte kružnice i radijus definiran podacima od proizvođača. Kružnica predstavlja cilindričnu plohu koja se pruža u ravnini papira.

Potrebno je definirati četiri vrste rubnih uvjeta: konvektivni, radijativni, sunčevo zračenje i generiranje topline uslijed prolaska struje.

Konvektivni rubni uvjet – predstavlja se pomoću koeficijenta prijelaza topline( $\alpha$ ).

Sunčevo zračenje – iznos sunčevog zračenja  $q_s$ .

Radijativni rubni uvjet – izraz za radijativne gubitke ovisi o sposobnost površine materijala da emitira energiju radijacijom.

Unutarnji izvor topline – generiranje topline uslijed prolaska električne struje kroz vodič može se računati po izrazu:

$$P_g = \frac{I^2 R}{S} \quad (8.5)$$

gdje je  $I$  je dozvoljeno strujno opterećenje,  $R$  vrijednost otpora i  $S$  ukupna površina aluminijskog dijela vodiča.

Provedeni postupak za određivanje rubnih uvjete vrijede i za ostale tipove vodiča.

### 8.3.3.2 Model za HTLS vodič (ACCC i ACCR)

ACCR vodič se slično modelira kao ACSR s promjenjivim parametrima svojstva materijala dok je geometrija ACCC vodiča različita u odnosu na ACSR i ACCR vodiče, jer je kompozitna jezgra homogeno tijelo oko kojeg se nalaze aluminijske žice trapezoidnog oblika. Primjenom žica trapezoidnog oblika reducira se prazan prostor oko žica koji ispunjava zrak, koji se ponaša kao izolator, te omogućuje stavljanje veće količine aluminija oko jezgre. U tablici 8.1. prikazani su glavni geometrijski podaci i otpori za ACSR, ACCR i ACCC DRAKE vodiče.

Tablica 8.1: Karakteristike ACSR, ACCR i ACCC DRAKE vodiča

Tip vodiča	ACSR Drake	ACCR Drake	ACCC Drake
Konfiguracija	26/7	26/7	1/8/14
Ukupna površina [mm <sup>2</sup> ]	468	484	591
Presjek aluminija [mm <sup>2</sup> ]	402,6	418	519,7
Presjek jezgre [mm <sup>2</sup> ]	65,4	66	71,3
Promjer vodiča [mm]	28,12	28,6	28,14
Promjer jezgre [mm]	10,36	10,6	9,53
AC otpor vodiča na 25°C [Ω/km]	0,0728	0,068	0,0552
AC otpor vodiča na 75°C [Ω/km]	0,0869	0,0812	0,0665

### 8.3.3.3 Model za ovjesnu opremu i izolator [Ω]

Model za izračun temperature ovjesne opreme i izolatora koristi iste principe kao i u slučaju određivanja temperature vodiča. Za izračun se primjenjuju isti procesi prijenosa topline

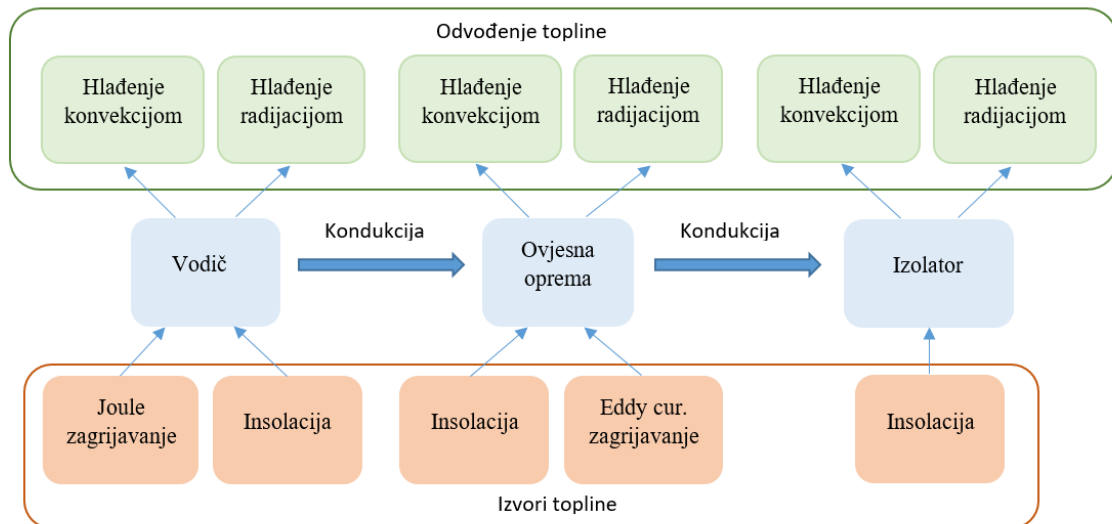
prikazani slikom 8.11 koji utječu na raspodjelu temperature za promatrane elemente. Navedeno razmatranje se može matematički izraziti na sljedeći način:

$$C \frac{dT}{dt} = P_{in} + P_s - P_{out} - P_c - P_r \quad (8.6)$$

$$P_c = D_c(T - T_0) \quad (8.7)$$

$$P_r = D_r(T^4 - T_0^4) \quad (8.8)$$

Gdje je  $C$  toplinski kapacitet promatranog elementa,  $T$  je temperatura elementa,  $T_0$  je temperatura okoline,  $t$  je vrijeme,  $D_c$  je koeficijent disipacije konvekcijom i  $D_r$  koeficijent disipacije zračenjem.  $P_{in}$  je toplina koja se vodi kondukcijom od vodiča preko ovjesne opreme sve do izolatora,  $P_s$  je toplina sunčevog zračenje,  $P_{out}$  je toplina koja se vodi do sljedećeg elementa, a  $P_c$  i  $P_r$  odvođenje topline (hlađenje) od vodiča konvekcijom i zračenjem.



Slika 8.11: Prikaz toplinskog modela za ovjesnu opremu i izolator

Temperatura pojedinih komponenti izračunava se numeričkim rješavanjem jednadžbe. Dobiveni rezultati poslužit će za sagledavanje i razumijevanja temperaturne raspodjele po pojedinim komponentama.

#### 8.3.4. Rezultati proračuna temperature vodiča

##### 8.3.4.1 Rezultati proračuna FEM-a

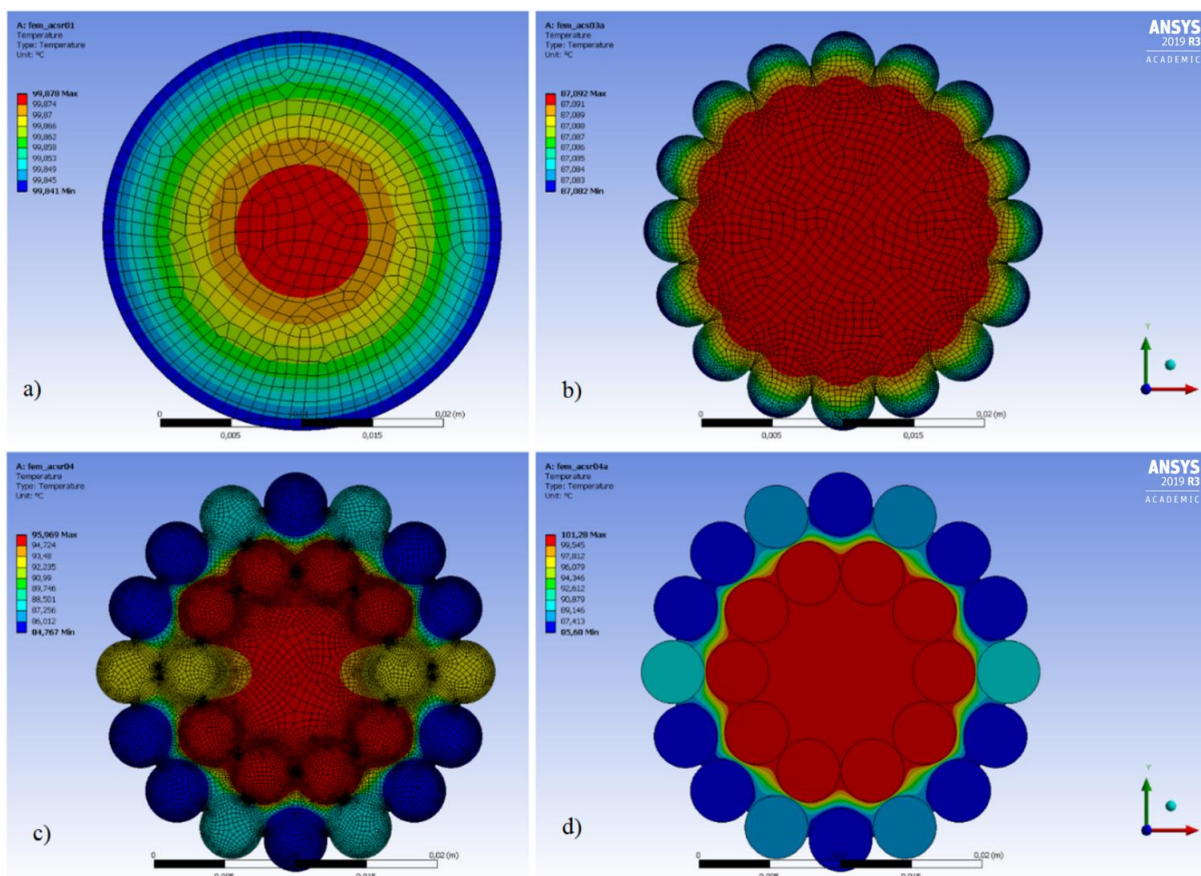
Za sve razmatrane slučajeve odabrana je struja kroz vodič od 1000 A, brzina strujanja zraka 0,61 m/s pod kutom od 90° i insolacija za 161 dan u godinu u 14 sati. Uz pretpostavku da

se toplina generira samo u aluminijskom dijelu vodiča napravljena je usporedba iznosa temperature dobivena Ansys (FEM) proračunom i IEEE 738 – 2012 standarda. Na slici 8.12 prikazana je radijalna raspodjela temperature ACSR vodiča na osnovi izračunatih rubnih uvjeta iz tablice 8.2.

Tablica 8.2: Rubni uvjeti i konačna temperatura ACSR vodiča

Koeficijent prijelaza topline – IEEE [W/m <sup>2</sup> K]	15,489 pri $T_{zraka}=40^{\circ}\text{C}$
Unutarnji izvor topline [W/m]	93,95
Sunčevo zračenje – IEEE [W/m]	12,43
Radijativni rubni uvjet	0,5 za $T_{zraka}=40^{\circ}\text{C}$
Konvektivno hlađenje – IEEE [W/m]	81,975
Radijativno hlađenje – IEEE [W/m]	24,376
Temperatura - IEEE 738 [°C]	99,9
Temperatura - FEM Ansys [°C]	99,9/101,3

Kako bi se verificirao model prvo je izračunata temperature vodiča koristeći Ansys (FEM) izveden za punu kružnicu (slikom 8.12. a)) uz iste rubne uvijete kako IEEE 738 standard predviđa. Vidljivo je da postoje zanemarive razlike u izračunu temperature gdje je IEEE 738 standardom dobiveno  $99,9^{\circ}\text{C}$  i Ansys (FEM) proračunom  $99,88^{\circ}\text{C}$ .



Slika 8.12: Radijalna raspodjela temperature za ACSR vodič u stacionarnom stanju (FEM)

Kada se primjeni stvarna geometrija vodiča koja uključuje 16 žica promjera 4,442 mm u vanjskom sloju vodiča dobije se iznos temperature vodiča od 87,1°C što predstavlja odstupanje od 12,8°C (8.12 b). Razlika temperature se pripisuje većoj vanjskoj površini vodiča uz iste rubne uvijete što doprinosi boljem odvođenju topline s površine vodiča. Radijalni raspored temperature u vodiču se relativno malo mijenja te se stoga pristupilo realnom modelu vodiča sa svim aluminijskim žicama i zračnim zaporima unutar vodiča. Proračunom za realni model vodiča postignuta je maksimalna temperatura od 96°C te je temperaturna razlika između središta i vanjskog ruba vodiča 11,2°C (slika 8.12 c). Kako realni model ne sadrži dodirne točke između svih žica u vodiču za očekivati je da će na pojedinim mjestima u vodiču doći do značajne pojave viših temperatura u odnosu na vanjski rub. U slučaju da se kontaktna površina žica unutar vodiča dodatno smanji (odmak prvog i drugog sloja žica za 0,1 mm) postiže se maksimalna temperatura od 101,3°C i temperaturna razlika 15,3°C između središta i vanjskog ruba vodiča kako je prikazano slikom 8.12 d). S obzirom na geometrijske karakteristike realnog vodiča može se zaključiti da radijalna raspodjela temperature uvelike ovisi o kontaktnim površinama žica u vodiču i u slučajevima kada su kontaktne površine između žica male postoji značajnija razlika temperature između jezgre i plašta vodiča.

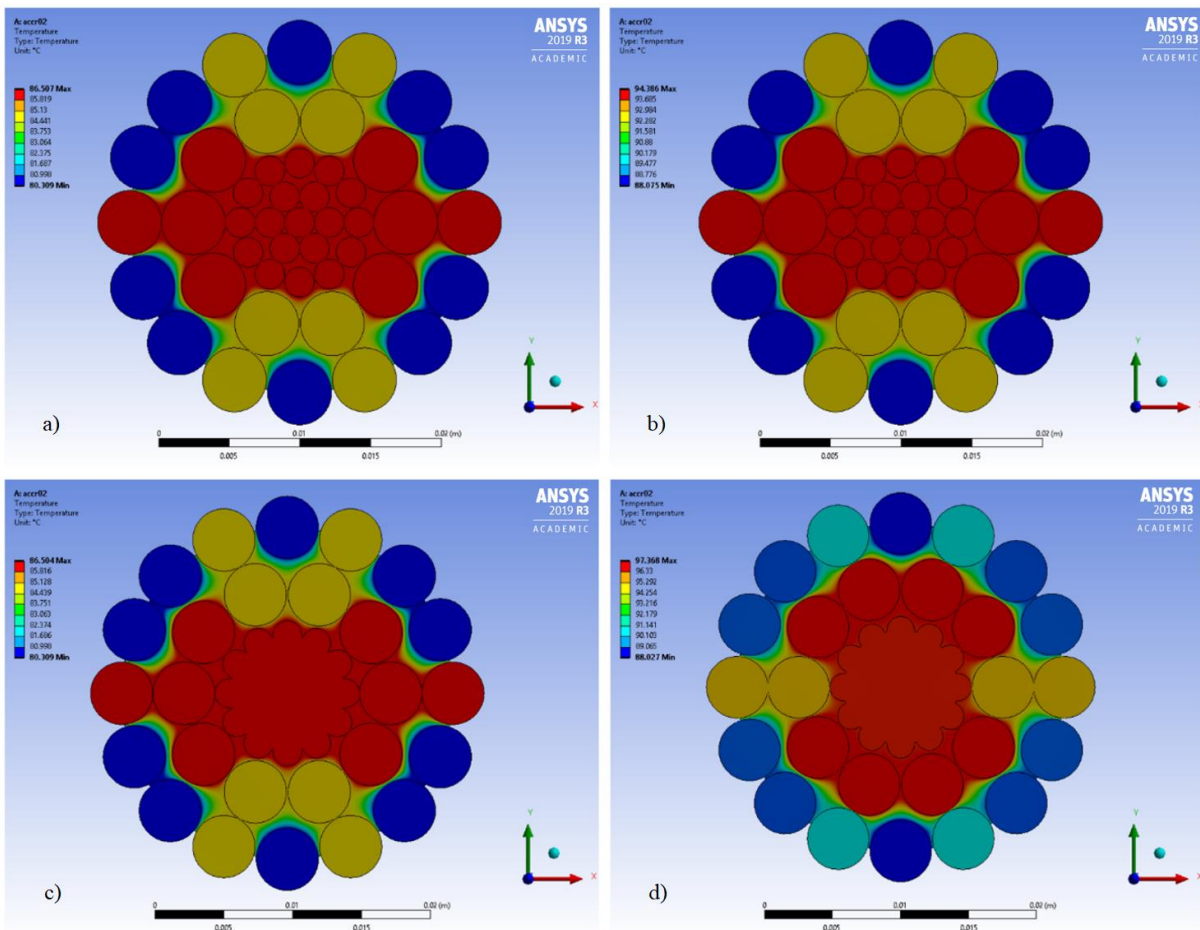
Provedena je analiza za ACCR uzimajući iste ulazne podatke kao i u prethodnom razmatranjima. U tablici 8.3 su izračunati rubni uvjeti IEEE 738 standardom te se vidi da postoji sličnost s ulaznim podacima za ACSR vodič. Isto tako uslijed velike geometrijska sličnost za dva navedena vodiča mogu se očekivati i slična termičko ponašanje. ACCR vodiča za razliku od ACSR vodiča ima metal-oksidnu jezgru te će se provesti dodatni proračuni u svrhu razumijevanja temperaturnog ponašanja same jezgre.

Tablica 8.3: Rubni uvjeti i konačna temperatura ACCR vodiča

Koeficijent prijelaza topline – IEEE [W/m <sup>2</sup> K]	15,363 pri T <sub>zraka</sub> =40°C
Unutarnji izvor topline [W/m]	86,63
Sunčevo zračenje – IEEE [W/m]	12,643
Radijativni rubni uvjet	0,5 za T <sub>zraka</sub> =40°C
Konvektivno hlađenje – IEEE [W/m]	76,727
Radijativno hlađenje – IEEE [W/m]	22,549
Temperatura – IEEE 738 [°C]	95,6
Temperatura – FEM Ansys [°C]	94,4/97,4

Prvo je proveden proračun za puni krug ACCR vodiča te nakon uspješne verifikacije se pristupilo proračunu s realnom geometrijom vodiča. Za realnu geometrija vodiča površinu plašta je značajno veća i samim time se postiže bolje odvođenje topline i niže temperature

(86,5°C u odnosu na 95,6°C) kako je prikazano slikom 8.13 a). Kada se uzme u obzir omjer razlike u površinama između realnog i okruglog vodiča i shodno tome se korigira koeficijent prijelaza topline dobije se maksimalna temperatura od 94,4°C (8.13 b). Uzimajući u obzir svojstvo jezgre provedena je analiza utjecaja same jezgre na izračun temperature. Provedene analize su pokazale da se jezgra može predstaviti kao homogeno tijelo (8.13 c) i da u usporedbi s prethodnim razmatranjima nema značajne temperaturne razlike. Isto tako za slučaj kada se smanje kontaktne površine između žica vodiča (8.13 d) dolazi do porasta temperature u središtu vodiča dok na površini vodiča temperatura ostane nepromijenjena.



Slika 8.13: Radijalna raspodjela temperature za ACCR vodič u stacionarnom stanju (FEM)

Za sve promatrane slučajeve (slika 8.13) postoji značajan radijalni pad temperature u vodiču u iznosu od 6°C – 9°C. Kako realni model ne sadrži dodirne među svim žicama u vodiču za očekivati je lokalno slabije odvođenje topline i više temperature jezgre u odnosu na vanjski rub. Uzevši u obzir sličnu geometriju vodiča i metal-oksidnu jezgru može se zaključiti da se ACCR i ACSR vodiči imaju slično ponašaju prilikom određivanja radijalne raspodjele temperature i načina odvođenje topline vodiča.

Isti izračuni temperature su provedeni i za ACCC vodič čiji rubni uvjeti su prikazani u tablici 8.4. S obzirom da ACCC vodič posjeduje najmanji otpor uslijed najveće površine aluminija u plaštu između promatranih vodiča za očekivati je manju gustoću struje u aluminiju i posljedično manje generiranje topline.

Tablica 8.4: Rubni uvjeti i konačna temperatura ACCC vodiča

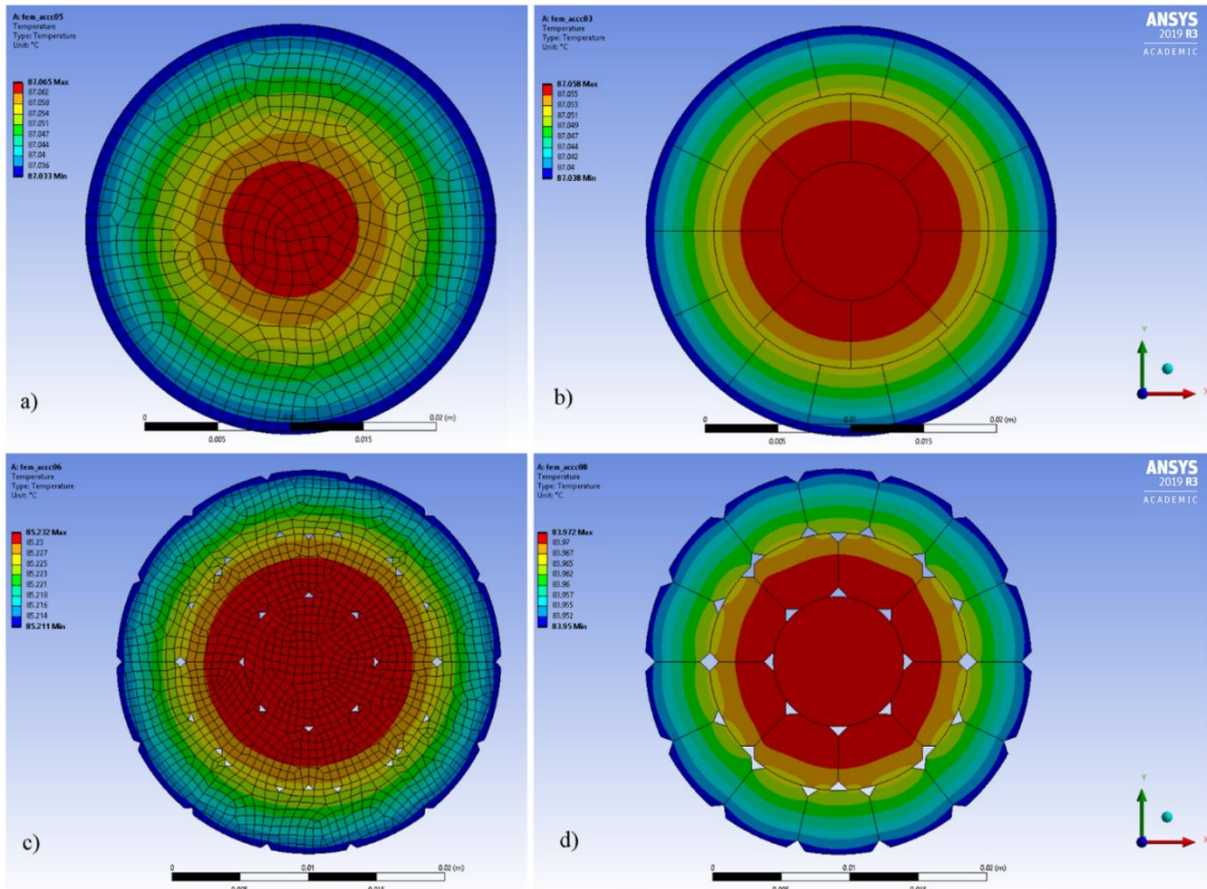
Koeficijent prijelaza topline – IEEE [W/m <sup>2</sup> K]	15,497 pri $T_{zraka}=40^{\circ}\text{C}$
Unutarnji izvor topline [W/m]	70,1
Sunčevo zračenje – IEEE [W/m]	12,43
Radijativni rubni uvjet	0,5 za $T_{zraka}=40^{\circ}\text{C}$
Konvektivno hlađenje – IEEE [W/m]	64,024
Radijativno hlađenje – IEEE [W/m]	17,906
Temperatura – IEEE 738 [°C]	86,9
Temperatura – FEM Ansys [°C]	87,1/84

Slikom 8.14. prikazani su koraci izračuna za ACCC vodič gdje je vidljivo da se proračunom za punu kružnicu (slikom 8.14. a) uz iste rubne dobiju se slične vrijednosti temperature s izračunom prema IEEE 738 standardom. Za realnu geometriju vodiča (slika 8.14. b, c i d) izračunom se dobivaju manje temperature za ACCC vodič. Uzimajući u obzir geometriju trapezaste žice u vodiču (dužina kosog ruba 8.14. c=0,4mm i 8.14. d=0,7mm) dobivena je niža temperatura vodiča. Uzrok niže temperature za slučajeve c) i d) je povećanje površine plašta vodiča te za slučaj kada imamo najveću površinu vodiča (slučaj 8.14. d) dolazi do najmanje temperatura vodiča od 84°C.

U svim promatranim slučajevima za ACCC vodič nije zabilježena značajna razlika temperature između središta i vanjskog ruba vodič što se pripisuje geometriji trapeznih žica. Geometrija trapeznih žica omogućuju veće kontaktne površine među žicama i boljem konduktivnom vođenju topline što rezultira manjoj temperaturi vodiča u jezgri i manjem padu temperature unutar vodiča ( $\Delta T \approx 0,03^{\circ}\text{C}$ ). U odnosu na ACSR i ACCR vodiče ACCC vodič pokazuje svojstvo homogenosti i moguće ga je prikazati i modelirati kao puno tijelo izuzev površinske geometrije. Izračun temperature vodiča i rubnih uvjeta prema standardu IEEE 738 uzima nekoliko pojednostavljenja pri proračunu gdje se vodič predstavlja kao koncentrirani/točkasti (1D) parametar koji predstavlja okruglo puno homogeno tijelo. Preko oboda/površine vodiča vrši se konvektivno i radijativno odvođenje topline koje je u svim točkama konstantno. Izvor topline je predstavljen kao homogen kroz cijeli vodič i kao površinsko zagrijavanje uslijed sunčeve insolacije. U svim slučajevima IEEE 738 standard



opisuje površina vodiča kao geometrijski savršeni krug i proces odvođenje topline duž cijelog oboda vodiča je jednak.



Slika 8.14: Radijalna raspodjela temperature za ACCC vodič u stacionarnom stanju (FEM)

Uzimajući rubne uvjete iz IEEE 738 standarda kao ulazne podatke za FEM analize dobiveni su slične vrijednosti temperature za okrugli vodič za sva tri tipa vodiča. Za realnu geometriju promatranih vodiča vidljivo je da postoji značajna raspodjela temperature po određenim dijelovima vodiča koju standard ne sagledava. Glavni razlog temperaturnih razlika je što model vodiča u FEM analizama prikazan kroz 2D geometriju vodiča gdje se mogu definirati kontaktne površine žica uz poznate rubne uvjete i oboda vodiča koji u realnoj geometriji ima veću površinu preko kojeg se odvodi toplina. Tako provedeni izračuni primjenom Ansys (FEM) omogućuju realno sagledavanje geometrije vodiča, kontaktnu površinu žica vodiča, geometriju oboda vodiča i na taj način prikazuju radijalnu raspodjelu temperature promatranih vodiča.

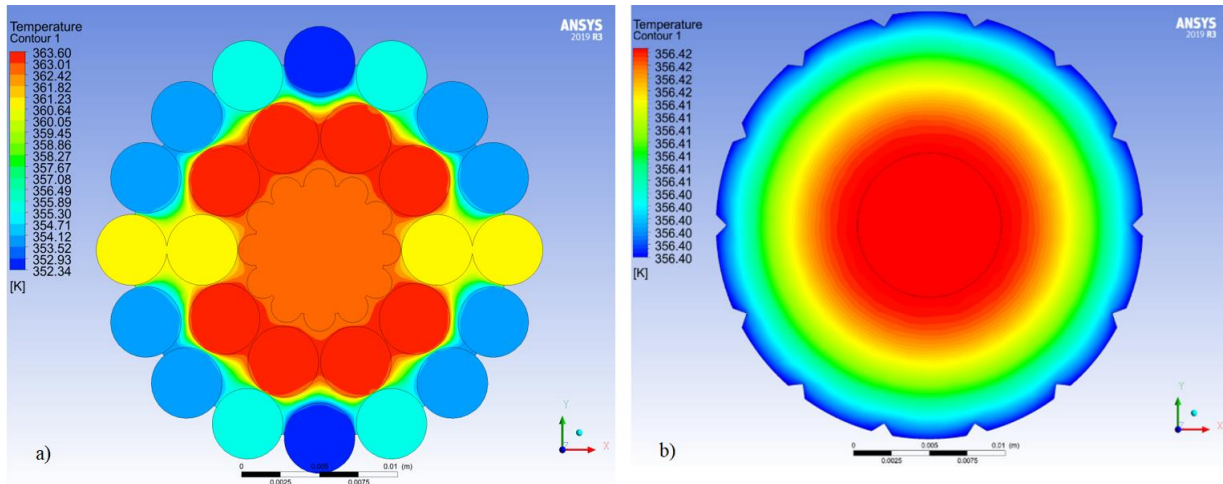
Oba provedena izračuna (IEEE i Ansys FEM) podrazumijevaju da cijela površina oboda vodiča ima iste konvektivne uvjete odvođenja topline i da je temperatura zraka



konstantna duž cijele površine oboda vodiča. Kako za realne vodiče nije za očekivati da se mogu zamijeniti savršenim krugom isto tako nije realno da će konvektivno odvođenje topline biti isto u svim točkama duž površine oboda vodiča. Isto tako radijacijski prijelaz topline s površine vodiča ovisi o temperaturi vodiča i okolnoj temperaturi zraka. Kako obje veličine za realnu geometriju vodiča nisu iste duž cijele površine oboda vodiča za očekivati je da za realni slučaj postoje razlike/odstupanja u načinu odvođenja topline u odnosu na IEEE 738 standard i Ansys (FEM) izračune. Da bi se mogli sagledati realni rubni uvjeti i za slučajeve kada je brzina zraka različitih iznosa (0,61 – 20 m/s) tj. kada strujanje prelazi iz laminarnog u turbulentno te dolazi do složenih procesa odvođenja topline potrebno je uzeti u obzir složene fizikalne procese. Određivanje rubnih uvjeta za navedene procese generiranja i odvođenje topline moguće je razmotriti primjenom CFD (Computational fluid dynamics ) simulacija. CFD simulacije kroz primjenu multifizičkog modela određuju odvođenje topline duž oboda vodiča i izračunavaju temperaturu i njezinu raspodjelu u vodiču. CFD simulacija omogućuju uzimanje u obzir strujanja fluida (zraka) na vodič i selektivan utjecaj na pojedine dijelove vodiča te na taj način određuju kako se vrši procese odvođenja topline s vodiča i u konačnici izračunava temperatura po pojedinim dijelovima vodiča.

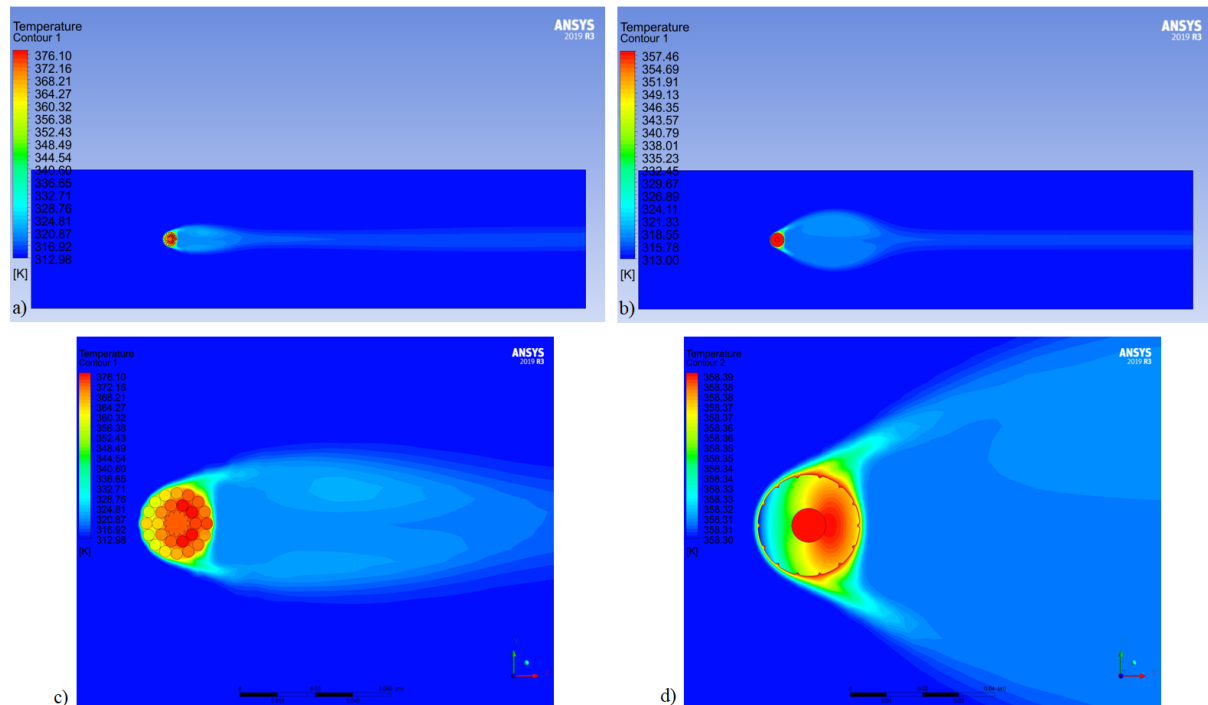
#### 8.3.4.2 Rezultati proračuna primjenom CFD

U prethodnom poglavlju provedeni izračuni temperature vodiča pomoću FEM metode sagledavaju raspodjelu temperature uz konstantne rubne uvijete. Kako bi odredili temperaturno ponašanje vodiča za nesimetrične rubne uvijete provest će se CFD simulacije u ANSYS - Fluent programskom paketu koji omogućava sagledavanje strujanja zraka pri različitim brzinama i konfiguracijama vodiča. Određivanja temperaturnog ponašanje za navedene slučajeve moguće je uz verifikaciju modela u Fluent-u. Za analizu je izabran ACCR i ACCC vodič iz prethodnog poglavlja. Na slici 8.15. je prikazan izračuna radijalne temperature za ACCR (8.15. a) i ACCC (8.15. b) za trapezaste žice u vodiču (dužina kosog ruba iznosi 0,7mm). Izračuni temperature i njihova raspodjela (ACCR 363,6 K=90,5°C i za ACCC 356,42 K=83,27°C) ukazuju na slične vrijednosti dobivene IEEE 738 standardom (ACCR – 95,6°C i ACCC – 86,9°C) i Ansys – FEM (ACCR – 94,4°C i ACCC – 84°C). Glavni razlozi uočenih temperaturnih razlika je veća površine oboda vodiča u odnosu na IEEE izračun i iznos kontaktne površine žica unutar samog vodiča.



Slika 8.15: Radijalna raspodjela temperature za ACCR (a) i ACCC (b) vodič (CFD Fluent)

Kako bi se sagledali realni rubni uvjeti na površini vodiča i odredilo odvođenje topline s vodiča na zrak simulirano je strujanje zraka na vodič pri različitim brzinama. Na slici 8.16 prikazano je strujanje zraka ( $v=0,61$  m/s) s lijeva na desno i formiranje temperature zraka oko i iza vodiča. Vidljivo je da postoji regija na desnoj polutci vodiča na kojoj su veće temperature i slabije odvođenje topline uslijed nejednake brzine strujanja tj. manje brzine zraka na desnoj polutci vodiča.

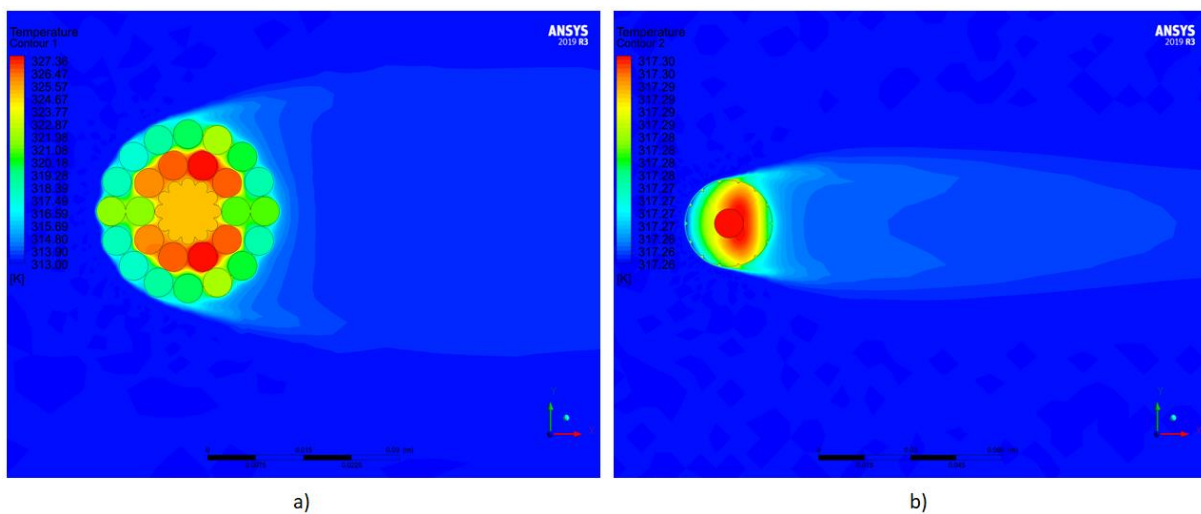


Slika 8.16: Prikaz brzine strujanja zraka, temperature zraka i temperature vodiča za  $v=0,61$

m/s

Izračun temperature za oba vodiča i temperaturna raspodjela unutar vodiča su prikazani na slici 8.16. c) za ACCR i 8.16. d) za ACCC vodič. Dok za ACCC vodič ne postoji temperaturno odstupanje od prijašnjih analiza temperatura za ACCR vodič je značajno porasla i iznosi  $376,1\text{K}=102,9^{\circ}\text{C}$  i za  $7,3^{\circ}\text{C}$  je veća od izračunate temperature standardom. U odnosu na prijašnje proračune nije došlo do promjene ulaznih parametara niti geometrije vodiča stoga se porast temperature objašnjava nehomogenošću ACCR vodiča u odnosu na ACCC vodič kod kojeg nisu uočene značajnije promjene.

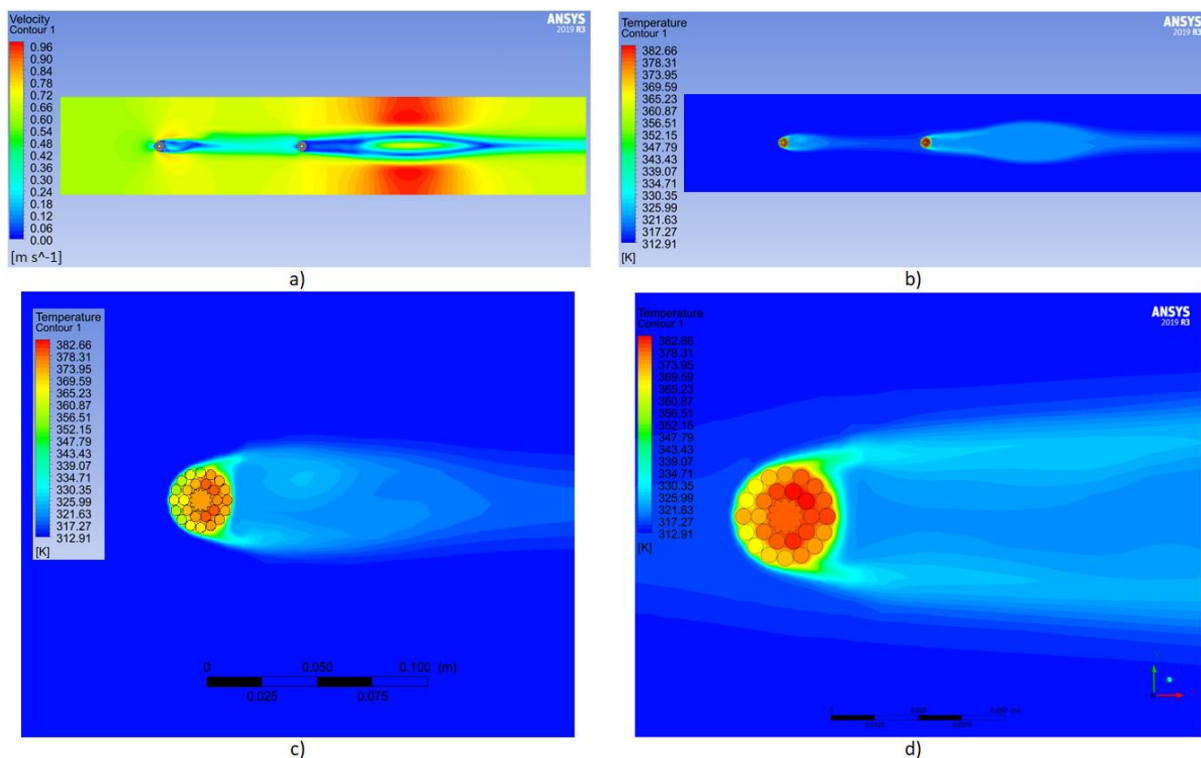
Izračun je proveden za oba vodiča i za brzinu zraka od  $20\text{ m/s}$  gdje se zrak uslijed velike brzine ponaša kao vrtložno strujanje. Sa slika 8.17. za oba vodiča je vidljivo niže formiranje temperature zraka što je direktna posljedica bržeg strujanja zraka i boljeg konvektivnog odvođenja topline. Bolje odvođenje topline rezultira značajno nižim temperaturama za oba promatrana vodiča (ACCR  $57,4^{\circ}\text{C}$  i za ACCC  $47,3^{\circ}\text{C}$ ). Kao i u prethodnim analizama kod ACCR vodiča i dalje je prisutna značajna razlika radijalne temperature ( $<10^{\circ}\text{C}$ ).



Slika 8.17: Prikaz brzine strujanja zraka, temperature zraka i temperature vodiča za  $v=20\text{ m/s}$

Određivanje temperature vodiča (za ACCR i ACCC) je razmatrano i za vodiče u snopu za međusobnu udaljenost od  $40\text{ cm}$ . Na slici 8.18. prikazano je strujanje zraka za ACCR konfiguraciju vodiča i utjecaj zraka na oba vodiča. Kada zrak prođe prvi vodič i dolazi na drugi vodič on posjeduje manju brzinu i veću temperaturu zraka (slika 8.18. a i b) i samim time slabije hladi tj. odvodi toplinu s drugog vodiča. Dok na prvom vodiču imamo manji porast temperaturu ( $378,3\text{ K} - 105,2^{\circ}\text{C}$ ) u odnosu na prethodna razmatranja ( $376,1\text{K}=102,9^{\circ}\text{C}$ ) na drugom vodiču dolazi do značajnog porasta temperature ( $382,66\text{ K} - 109,51^{\circ}\text{C}$ ). Porast temperature na prvom

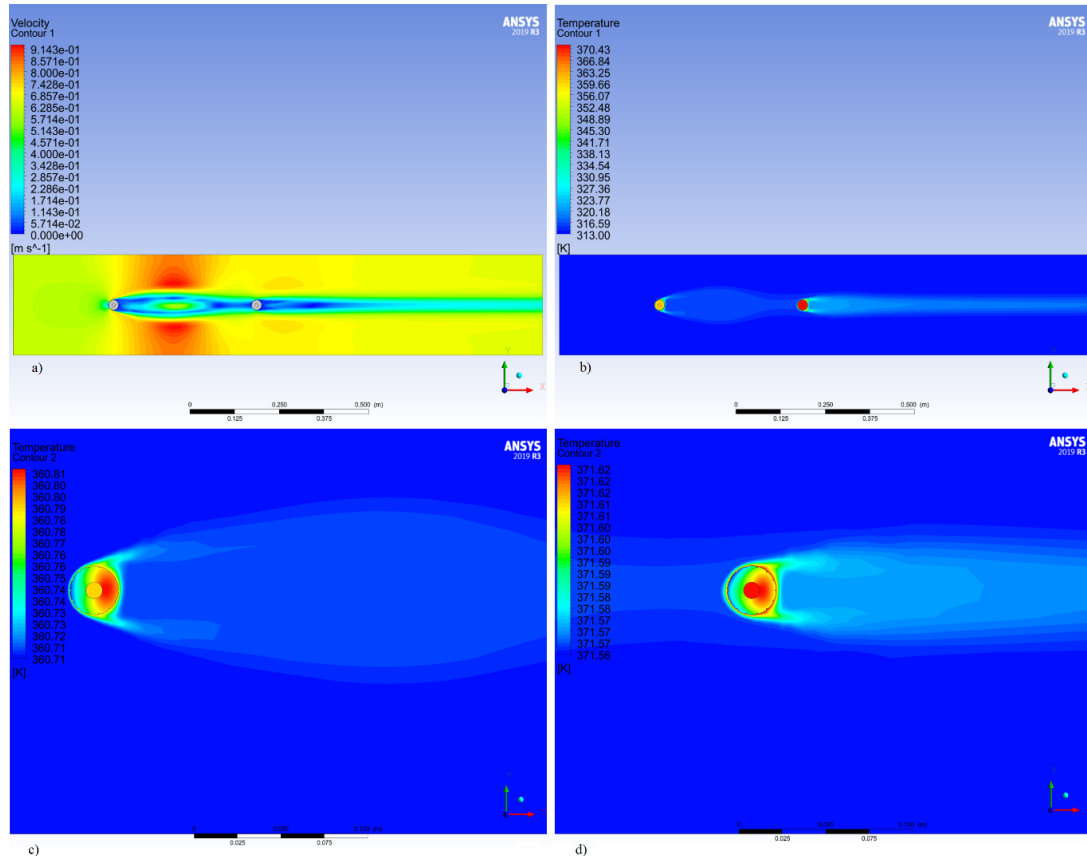
vodiču (sa 376,1 na 378,3 K) je direktna posljedica utjecaja drugog vodiča na formiranja zračnih strujanja dok značajno povećanje temperature drugog vodiča je direktna posljedica zavjetrinskog efekta tj. strujanje sporijeg i toplijeg zraka. Promatrajući raspodjelu radijalne temperature za prvi i drugi vodiča (slika 8.18. c i d) vidljivo je da postoji razlika između temperature raspodjela u plaštu i jezgri vodiča. U odnosu na prethodna razmatranja međusobni utjecaj vodiča ima za posljedicu poraste temperature za prvi i drugi vodič u snopu te izračun temperature vodiča nije moguć bez korištenja CFD -a.



Slika 8.18: Prikaz brzine strujanja zraka, temperature zraka i temperature za dva ACCR vodiča u snopu pri brzini strujanja zraka  $v=0,61$  m/s

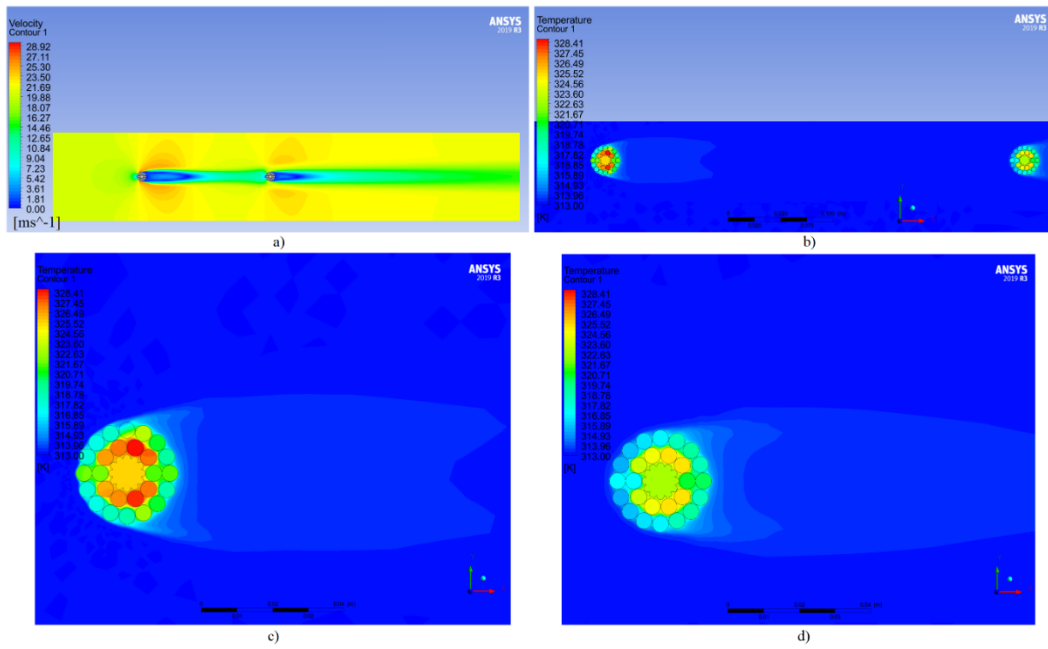
Na slici 8.19. prikazano je strujanje zraka za istu konfiguraciju ACCC vodiča i utjecaj formiranja zraka na temperaturu vodiča. Formiranje zraka različito je u odnosu na ACCR vodič. Glavni razlog kreiranja drukčijih zračnih silnica je razlika u površinskoj geometriji vodiča gdje ACCC vodič ima glatke trapezne žice koje su sličnije idealnom krugu. Isto kao i u prethodnom slučaju zrak koji dolazi na drugi vodič posjeduje manju brzinu i veću temperaturu (slika 8.19. a i b) i samim time slabije odvodi toplinu drugog vodič. Na prvom vodiču je zabilježen manji porast temperaturu (360,8 K=87,7°C) u odnosu na prethodna razmatranja (358,39 K=85,2°C) dok se na drugom vodiču zamjećuje značajan porasta temperature (371,62 K=98,5). Porast temperature na prvom vodiču (sa 358,4 na 360,8 K) je direktna posljedica utjecaja drugog

vodiča na formiranja zračnih silnica. Promatrajući raspodjelu radijalne temperature vodiča (slika 8.19. c i d) vidljivo je da postoji razlika između formiranja temperature dva vodiča (direktna posljedica formiranja zračnih silnica, brzine i temperature zraka) bez velike temperaturne razlike unutar samog vodiča.



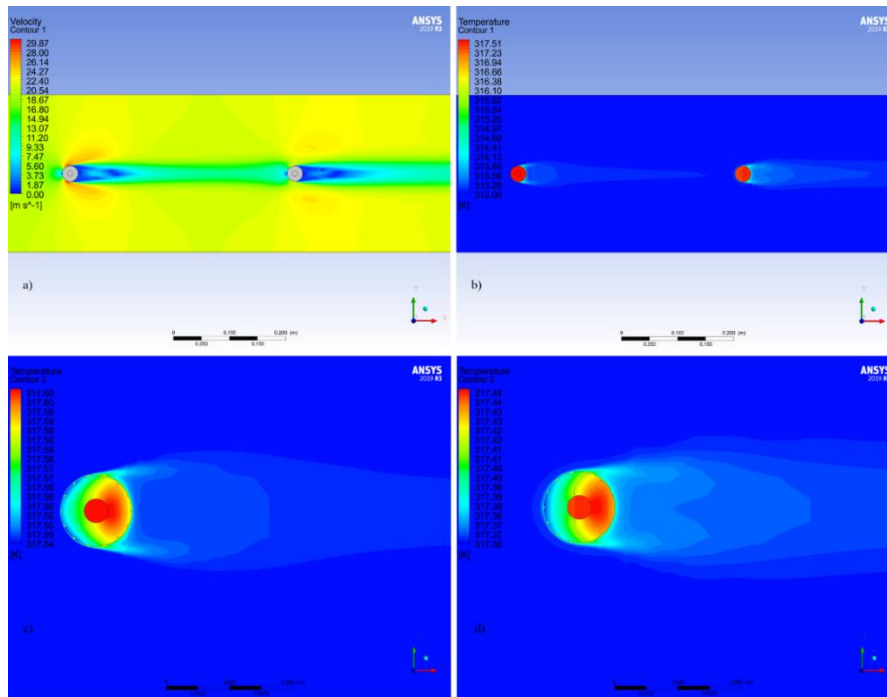
Slika 8.19: Prikaz brzine strujanja zraka, temperature zraka i temperature za dva ACCC vodiča u snopu pri brzini strujanja zraka  $v=0,61$  m/s

Na slikama 8.20. (ACCR vodič) i 8.21. (ACCC vodič) prikazana je raspodjela temperatura vodiča za vodiče u snopu pri brzini zraka od  $v=20$  m/s. Za ACCR i ACCC vodiče zračne silnice, brzina zraka i temperatura zraka je slična. Isto tako formiranje temperature na prvi i drugi vodič je relativno slično te prilikom odvođenja topline ne postoji utjecaj prvog vodiča na drugi. Prikazana je raspodjela i iznos temperature na oba vodiča te se može zaključiti kako iznos i raspodjela temperature odgovara provedenoj analizi za jedan vodič. Ako se promotri temperatura prvog vodiča vidljivo je povećanje neznatno povećanje temperature u odnosu drugi vodič za ACCR i ACCC vodiče što se objašnjava već prije zamijećenom karakterističnim utjecajem drugog vodiča na prvi uslijed utjecaja na formiranja zračnih silnica.



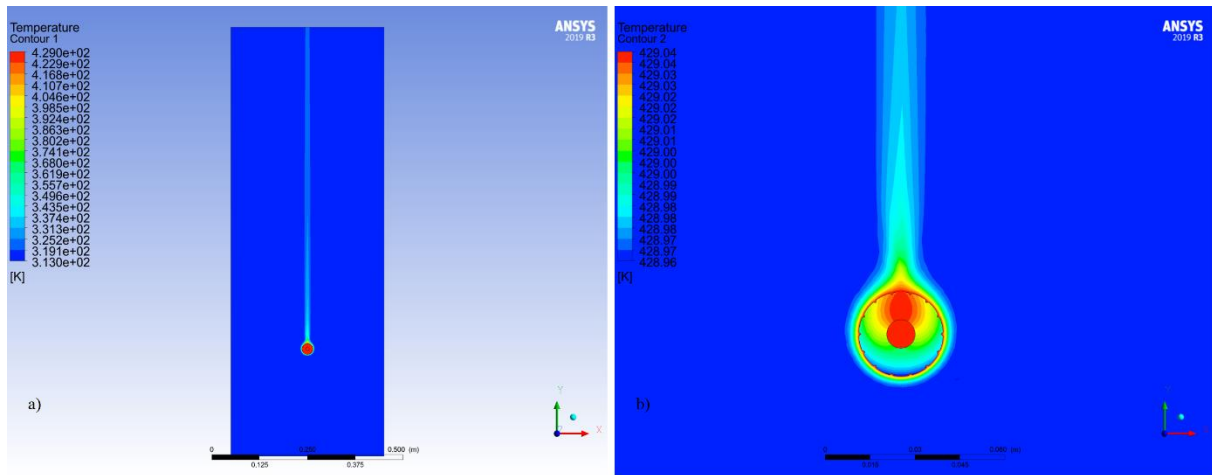
Slika 8.20: Prikaz brzine strujanja zraka, temperature zraka i temperature za dva ACCR vodiča u snopu pri brzini strujanja zraka  $v=20$  m/s

Za velike brzine zraka ( $v=20$  m/s) može se pretpostaviti da ne postoji utjecaj prvog vodiča na drugi i shodno tome pri izračunu temperature vodiči se mogu promatrati zasebno.



Slika 8.21: Prikaz brzine strujanja zraka, temperature zraka i temperature za dva ACCC vodiča u snopu pri brzini strujanja zraka  $v=20$  m/s

Prethodni slučajevi određivanje temperature su izvođeni za brzine zraka  $v=0,61$  m/s i  $v=20$  m/s što predstavlja povoljnije uvijete s aspekta hlađenja tj. odvođenja topline. Određivanje temperature vodiča u uvjetima kada nema strujanja zraka podrazumijeva odvođenje topline prirodnom konvekcijom tj. strujanje zraka se vrši isključivo prirodnim uzgonom zraka uslijed zagrijavanja vodiča. Na slici 8.22. je prikazana temperatura zraka i vodiča za navedeni slučaj te je vidljivo da postoje područja oko vodiča gdje se formiraju stacionarne temperaturne kružnice oko vodiča. Iznad vodiča su jednostavne zračne silnice uzrokovane prelaskom topline s vodiča na zrak. Navedeno formiranje zraka (oko i iza vodiča) posljedično doprinosi većoj temperaturi vodiča dok formiranje temperature i razlike temperature unutar vodiča ( $\Delta T \approx 0,03^\circ\text{C}$ ) je slično kao u prethodnim analizama.



Slika 8.22: Prikaz temperature zraka i temperature vodiča za prirodnu konvekciju ( $v=0$  m/s)

### 8.3.4.3 Rezultati proračuna za ovjesnu opremu

Detaljna skica ovjesne opreme i izolatora (3D model) za koji je proveden izračun termičkog zagrijavanja u programskom paketu ANSYS prikazana je na slikama 8.23. i 8.24. gdje su vidljive komponente ovjesne opreme i način na koji su spojene s izolatorom. Izolatorski sklop je povezan je pomoću termalnih čvrstih ravnina, što je element koji ima jedan stupanj slobode na svakom čvoru. Elementi koji imaju kompatibilne temperaturne oblike dobro su prilagođeni za modeliranje zakrivljenih granica.

Karakteristike materijala za svaki element u 3D modelu ovjesne opreme dani su tablicom 8.6. Konduktivni prijelaz topline kroz elemente ovjesne opreme od vodiča do izolatorskog lanca ostvaruje se preko čvrstih kontaktnih površina između samih elementa. Modelirani 3D model sastoji se od pojedinih komponenti ovjesne opreme od kovanog željeza,

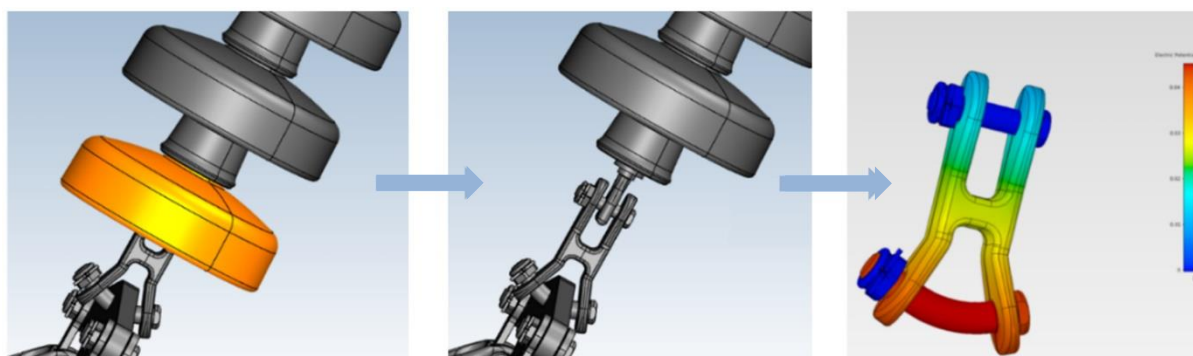


dok su za komponente izolatora uzeta kapa i tučak od kovanog željeza, diska od keramike/porculan, vezivnog materijala/ljepilo od cementa i okolni zrak.

Tablica 8.5: Termička svojstva komponenti 3D modela

Broj	Opis	Materijal	(K) W/m <sup>2</sup> K	(Cp) J/Kg <sup>o</sup> K	(ρ) kg/mm <sup>3</sup> (10 <sup>-9</sup> )
1	Kapa	Čelik	45	460	7300
2	Ljepilo	Cement	0,29	1070	2320
3	Tijelo izol.	Keramika	2,5	710	3800
4	Tučak	Kovani čelik	54	490	7860
5	Cink prsten	Cink	116	380	7120
6	Prigušivač	Silikon	0,15-0,32	750	1250
7	Okruženje	Zrak	0,023	1012	1,0

Provedenom termičkom analizom određuje se temperatura i toplinska naprezanja po pojedinim elementima ovjesne opreme i izolatora. Iznos i raspodjela temperature obično se koristi za toplinske analize i za ulazne podatke za strukturne analize toplinskog naprezanja. Prijelazna toplinska analiza u osnovi je isti postupak kao i za stacionarne toplinske analize gdje je glavna razlika u tome što većina primijenjenih opterećenja u prijelaznim analizama je funkcije vremena. Daljnje provedena analize stoga sagledavaju stacionarnu toplinsku analizu kako bi se odredila temperatura na izolatoru kao konačnom elementu koji je toplinski najudaljeniji od izvora topline tj. vodiča.

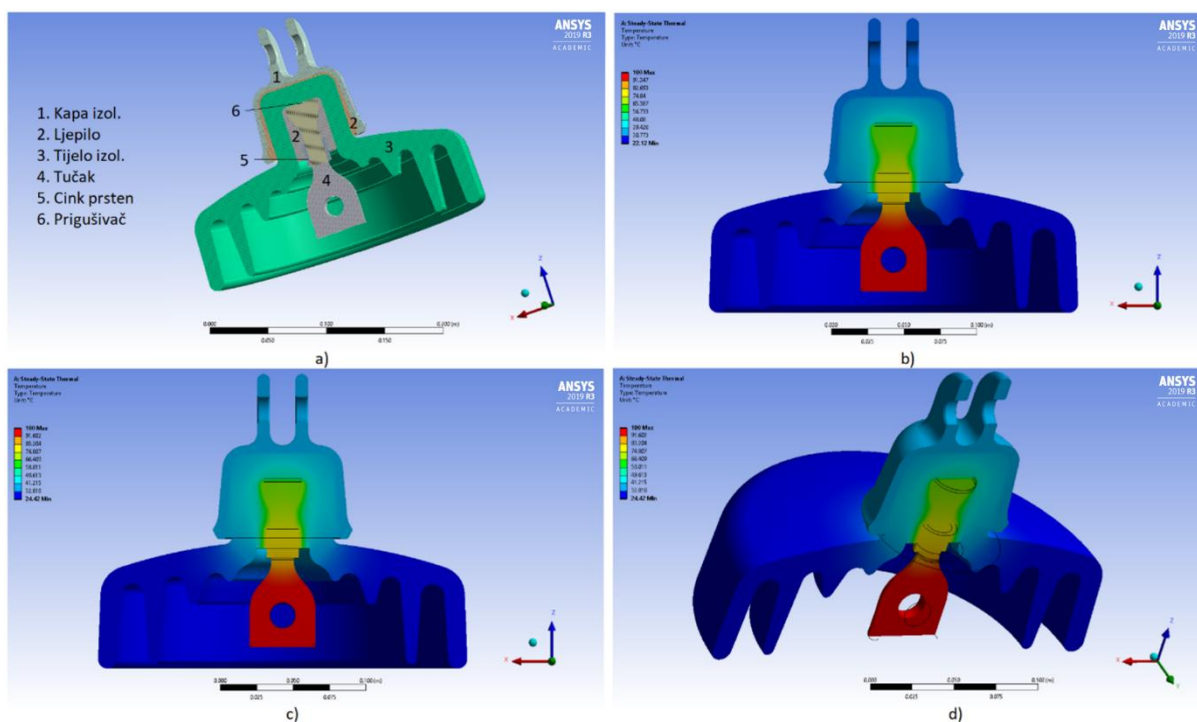


Slika 8.23: Prikaz 3D modela i rezultati raspodjele temperature po elementima ovjesne opreme

Kako bi se odredila temperatura na ovjesnoj opremi i izolatoru dalekovoda potrebno je poznavati struju kroz vodič i raspodjelu temperature. Izračun temperature i raspodjela temperature na vodiču je predstavljena u prethodnim poglavljima te se pristupilo izračunu prijelaza topline i raspodjela temperature na ovjesnoj opremi i na prvom izolatorskom članku. Uzimajući u obzir najnepovoljniji slučaj proveden je izračun prijelaza topline ovjesne opreme



za model sa slike 8.23. gdje je napravljen izračun temperature za prvi članak izolatorskog lanca. Na slici 8.24. prikazana je raspodjela temperature po pojedinim komponentama izolatorskog članka za slučaj kada je tučak na temperaturi od  $100^{\circ}\text{C}$  i temperatura zraka  $20^{\circ}\text{C}$ . U slučaju kada se zanemari insolacija (slika 8.24. b) temperatura izolatorskog tijela je na  $22,12^{\circ}\text{C}$  te za slučaj kada insolacija iznosi  $100\text{W}/\text{m}^2$  iznosi  $24,42^{\circ}\text{C}$  (slika 8.24. c). Isto tako prikazano je prostorno rasprostiranje temperature po pojedinim elementima (slika 8.24. c) te se može zaključiti kako temperatura u unutrašnjosti izolatora (spoj cementa i tučka) može dosegnuti temperature i do  $75^{\circ}\text{C}$ .



Slika 8.24: Raspodjele temperature po elementima izolatora

Prethodna istraživanja pokazuju da je najviša očekivana temperatura na izolatoru (spoj cementa i tučka)  $50^{\circ}\text{C}$  za slučajeve kada je izolator izravno izložena suncu [115]. Uočena razlika temperature je bitna za područje između porculana i tučka tj. u području cementa gdje može doći do gubitka mehaničkih svojstva. Sa sigurnošću se može zaključiti da iznos temperature nije dovoljno velik da bi značajno utjecao na mehaničke i toplinske karakteristike promatrane opreme za kratko vrijeme. Tijekom duljeg rada na višim temperaturama i promjenjivih atmosferskih uvjeta dolazi do ubrzanog gubitka mehaničkih svojstava što u konačnici dovodi do kvara ovjesne opreme i izolatora. Provedeno istraživanje može poslužiti za sagledavanje toplinskog naprezanja u svrhu razvoja i poboljšanja komponenti za ovjesnu opremu i izolatore.

## 9. RASPOLOŽIVOST KOMPAKTIRANOG DALEKOVODA U POGONU

Razmatranje raspoloživosti dalekovoda u prijenosnom sustavu se provodi kroz sagledavanje uzroka ispada dalekovoda. Glavni uzroci ispada dalekovoda su pojava preskoka uslijed pojave prenapona ili kratkog spoja prilikom dodira s drugim objektima. Pod dodire s drugim objektima se najčešće smatra pad drveta ili dodira s granama drveća. Pravovremenim održavanjem i pregledom trase spomenute pojave se mogu eliminirati dok za ispad uslijed pojave prenapona se ne može jednostavno preventivno utjecati. Najčešće pojave prenapona su uzrokovana sklopnim operacijama i atmosferskim pražnjenjima.

Kada se razmatraju 400 kV dalekovodi najveći iznos prenapona je uzrokovan sklopnim operacijama. Iznos sklopnih prenapona prvenstveno ovisi o smještaju dalekovoda u prijenosnu mrežu i električnim parametrima dalekovoda ( definirano geometrijom vodiča u glavi stupa). Da bi se odredili iznosi prenapona provedene su simulacije sklopnih prenapona u skladu s IEC 60071-2 normom za koordinaciju izolacije. Provedeni izračuni su ukazali da je za rješavanje problema sklopnih prenapona moguće ostvariti uz sljedeće mjere:

- Povećanje izolacije dalekovoda – moguće je provesti uz provjeri prostornih ograničenja, sigurnosnih visine i udaljenosti, električnih i magnetskih polja na rubovima koridora itd.;
- Ugradnja odvodnika prenapona (eng. Line Surge Arrester - LSA) - odvodnik prenapona s polimernim kućištem [100]. Ugradnja istih je čest izbor prilikom ograničavanje prenapona jer ne izazivaju značajnija dodatna mehanička naprezanja konstrukcije dalekovodnih stupova.

Provedenom analizom u poglavljima 6. i 7. razmatranog 400 kompaktnog dalekovoda postignute su sigurnosne udaljenosti i iznosi električnih i magnetskih polja na opremi i u koridoru dalekovoda uz nužnu ugradnju odvodnika prenapona kao mjere koja će ograničiti iznose sklopnih prenapona i povećati raspoloživost dalekovoda.

U ovom poglavlju predstaviti će se način odabire odvodnika prenapona s ekonomskog stajališta i sukladno rezultatima iz poglavlju 6 odredi prihvatljiva raspoloživost dalekovoda. Za tako provedene proračune odrediti će se trošak na temelju tehno-ekonomske analize.

## 9.1. Odabir odvodnika prenapona u svrhu poboljšanja raspoloživosti dalekovoda

Odabir odvodnika prenapona je prihvatljivo sredstvo prenaponske zaštite elemenata u prijenosnom sustavu. Prvenstvena namjena odvodnika je šticeenje od pojave prenapona na dalekovodima i postrojenjima dok je u novije vrijeme upotreba odvodnika na dalekovodima dobila sve značajniju primjenu. Glavni razlozi sve šire primjene su sve veći zahtjevi za raspoloživost elemenata u prijenosnoj mreži, razvoj metal oksid (MO) odvodnika (smanjenje težine i poboljšane U-I karakteristike) i pristupačne cijene. Odabir odvodnika prenapona je kompleksan proces koji ovisi o karakteristikama prijenosne mreže (za mjesto gdje se ugrađuje) i nužno provođenje u skladu s IEC 60071-2 normom za koordinaciju izolacije.

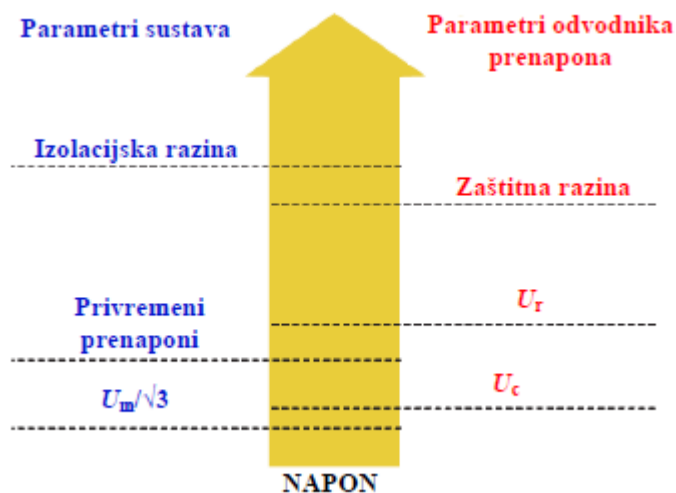
### 9.1.1. Utjecaj parametara na odabir odvodnika

Utjecaj pojedinih parametara MO odvodnika prenapona za rasklopno postrojenje i dalekovod predstavlja kompromis u zadovoljenju slijedećih zahtjeva:

- veća otpornost u odnosu na privremene prenapone
- manja zaštitna razina (niži preostali napon)
- veća sposobnost apsorpcije energije (veća energetska podnosivost)
- niža cijena.

Na slici 9.1 prikazani su parametri odvodnika u ovisnosti o naponu. Prilikom odabira odvodnika prenapona potrebno je provesti proračune na temelju koji se određuje tip odvodnika s minimalnim nazivnim naponom i energetsom klasom. Izabrani odvodnik mora biti sposoban učinkovito ograničiti sklopne prenapone i podnijeti energetska opterećenja a da se pritom energetska ne preoptereći. Određivanje iznosa privremenih napona se provodi u nekoliko koraka sljedećim redom:

- određivanje privremenih prenapona uslijed dozernog kratkog spoja
- određivanje privremenih prenapona uslijed ispada opterećenja
- izbor trajnog radnog napona odvodnika  $U_C$
- izbor trajnog radnog napona odvodnika  $U_R$
- izbor trajnog radnog napona odvodnika  $I_N$



Slika 9.1: Parametri odvodnika u ovisnosti o naponu [84]

Na temelju provedenih izračuna odabire se odvodnika prenapona u skladu s proizvođačevim katalogima [116] i tehničkim informacijama [117]. Za odabrani odvodnik prenapona vrši se provjera dodatnih parametara i vrši konačni odabir. Provjera dodatnih parametara odvodnika prenapona uključuje sljedeće:

- Provjera klase odvođenja odvodnika prenapona
- Provjera energetske podnosivosti odvodnika prenapona
- Sposobnost tlačnog osigurača
- Vanjska izolacija (kućište)
- Duljina klizne staze
- Mehaničko opterećenje uslijed vjetra
- Podnosiva visoka struja

Odabir odvodnika je od iznimnog značaja za smanjenje broja preskoka na izolatorskim lancima i povećanje raspoloživosti dalekovoda. Prilikom kompaktiranja i smanjenja udaljenosti između faza i faza i uzemljenih dijelova dolazi do većih dielektričnih naprezanja i primjena odvodnika prenapona je od ključnog značaja za kompaktirane dalekovode i iskorištenja postojećih trasa za prelazak na višu naponsku razinu. Primjena odvodnika na dalekovodu značajno smanjuju iznos prenapona i eliminiraju ili bitno smanjuju broj ispada dalekovoda što rezultira većom raspoloživošću i produženjem životnog vijeka opreme dalekovoda.

### 9.1.2. Izbor odvodnika prenapona

Na slici 9.1 prikazanu su bitni parametri i iznosi napona koje odvodnici prenapona moraju podnijeti u normalnom pogonu. Prilikom pojave dozemnih kratkih spojeva (jednopolni i dvopolni kratki spoj s zemljom) dolazi do porasta napona zdravih faza/faze tj. javlja se privremeni prenapon. Iznos privremenih prenapona određuje se izrazom:

$$U_{TOV} = k_z \cdot \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (9.1)$$

gdje su:

$k_z$  – koeficijent zemljospoja

$U_m$  – najviši napon mreže u kV

Koeficijent zemljospoja  $k_z$  se određuje proračunom na temelju izračunatih nadomjesnih impedancija mreže direktnog, inverznog i nultog sustava.

Ispadom opterećenja dolazi do promjene konfiguracija mreže te posljedično nastaju simetrični trofazni prenaponi. Iznos amplitude se mijenja tijekom njihova trajanja te ga je moguće odrediti u ovisnost o vremenu. Za iznos amplitudu privremenog prenapona ( $U_{TOVit}$ ) se uzima maksimalno ostvarena amplituda, a reprezentativno trajanje privremenog prenapona ( $t_{TOVit}$ ) je određeno vremenom tijekom kojeg su dobivene amplitude veće od  $0,9 \cdot U_{TOV}$ . Amplituda privremenih prenapona uslijed ispada opterećenja određuje se iz sljedećeg izraza:

$$U_{TOVit} = k_{it} \cdot \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (9.2)$$

gdje su:

$k_{it}$  – koeficijent prenapona pri ispadu opterećenja

$U_m$  – najviši napon mreže u kV

Koeficijent prenapona  $k_{it}$  pri ispadu opterećenja ovisi o iznosu ispada opterećenja, konfiguraciji i karakteristikama novonastalog stanja u prijenosnom sustavu. Za dalekovode električni udaljene od proizvodnih jedinica pri ispadu značajnijih opterećenja ne očekuje se pojava većih privremenih prenapona (osim pri nastanku ferorezonancije ili uslijed Ferranti-jevog efekta). Za dalekovode uz samu elektranu pri ispadu punog opterećenja mogu nastati značajniji privremeni prenaponi pa koeficijent prenapona pri ispadu tereta mogu imati vrijednost do 1,4 [117].

Trajni radni napon odvodnika prenapona  $U_c$  je definiran kao maksimalno dozvoljena efektivna vrijednost napona na priključcima odvodnika za nazivnu frekvenciju. Za odvodnike prenapona ugrađene između faze i zemlje  $U_c$  je osnovni zahtjev pri odabiru klase odvodnika. Tjemena vrijednost napona ( $\sqrt{2} U_c$ ) mora biti jednaka ili veća od tjemene vrijednosti najvišeg faznog radnog napona mreže  $U_{\text{fmax}}$ . Isto tako za tjemenu vrijednost najvišeg faznog radnog napona mreže može se uzeti najviši naponom mreže ( $U_m$ ). Trajni radni napon odvodnika prenapona  $U_c$  moguće je odrediti sljedećim izrazom:

$$U_c \geq \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (9.3)$$

gdje je:

$U_m$  – najviši napon mreže

Nazivni napon odvodnika prenapona  $U_r$  predstavlja maksimalno dozvoljenu efektivnu vrijednost napona između priključaka odvodnika prenapona za slučaj da je odvodnika prenapona apsorbirao dozvoljeni iznos energije za nazivne frekvencije i ograničenog trajanja (10 sek.). Određivanje nazivnog napona odvodnika prenapona bira se na temelju privremenih prenapona koji se mogu nastati na mjestu ugradnje odvodnika prenapona. Pošto privremeni prenaponi imaju različita vremena trajanja izražavaju se pomoću ekvivalentnih privremenih prenapona s amplitudama  $U_{eqi}$  i trajanjem 10 sekundi po sljedećem izrazu:

$$U_{eqi} = U_{TOVi} \cdot \left( \frac{t_{TOVi}}{10} \right)^m \quad (9.4)$$

gdje su:

$U_{eqi}$  – iznos amplitude i-tog ekvivalentnog privremenog prenapona s trajanjem 10 s,

$U_{TOVi}$  – iznos amplitude i-tog privremenog prenapona,

$t_{TOVi}$  – vrijeme trajanja i-tog privremenog prenapona,

$m$  - kreće u granicama od 0,018 do 0,022.

Temeljni zahtjev za odabir nazivnog napona  $U_r$  odvodnika prenapona je:

$$U_r \geq \max(U_{eq1}, U_{eq2}, U_{eq3}, \dots) \quad (9.5)$$

Nazivna odvodna struja odvodnika prenapona ( $I_n$ ) se definira kao tjemena vrijednost impulsne (udarne) struje oblika 8/20  $\mu$ s. Za navedenu struju odvodnika prenapona pokazuje izdržljivost u odnosu na strujno opterećenje. Izbor nazivne odvodne struje provodi se na temelju

struje munje. Treba napomenuti da struja kroz odvodnik prenapona predstavlja samo dio ukupne struje munje. Izbor nazivne odvodne struje odvodnika prenapona na dalekovodu ovisi o sljedećem:

- važnosti i stupnju tražene prenaponske zaštite (odvodnik s većom  $I_n$  općenito znači veću pouzdanost prenaponske zaštite),
- broju instaliranih odvodnika prenapona na dalekovodu,
- vrijednostima otpora rasprostiranja uzemljivača stupova dalekovoda,
- izvedbi dalekovoda (dalekovod sa zaštitnim užetima smanjuje energetske naprezanje instaliranih odvodnika prenapona),
- vjerojatnost pojave struje munje većih amplituda,
- grmljavinskoj aktivnosti (utječu na broj izravnih udara groma).

Na temelju izračunatih vrijednosti trajnog radnog napona  $U_c$ , nazivnog napona  $U_r$  i nazivne odvodne struje  $I_n$ , te činjenice da se radi o izboru odvodnika za instalaciju na dalekovodu odabran je odvodnik prenapona s polimernim kućištem sljedećih karakteristika [116]:

$$U_c = 267 \text{ kV}$$

$$U_r = 342 \text{ kV}$$

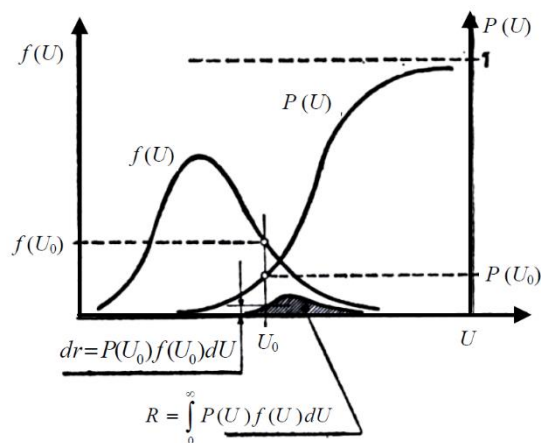
$$I_n = 20 \text{ kA}$$

## 9.2. Određivanje raspoloživost pogona dalekovoda

Rizik od preskoka ekonomski je prihvatljiv, a ovisi o vjerojatnosti pojave prenapona i o vjerojatnosti nastanka preskoka. Slika 9.2 prikazuje funkcije gustoće razdiobe prenapona  $f(U)$  i kumulativne razdiobe preskočnih napona  $P(U)$  [118], [119].

Ukupni rizik proboja može se dobiti integralom elementarnog rizika proboja prema pravilima o složenoj vjerojatnosti i definira se kao:

$$R = \int_0^{\infty} f(U) \cdot P(U) dU \quad (9.6)$$



Slika 9.2: Rizik proboja izolacije [84]

Na slici 9.2 rizik je označen osjenčanom površinom. U relanom slučaju rizik se računa prema sljedećem izrazu:

$$R = \int_{U_0}^{U_t} f(U) \cdot P(U) dU \quad (9.7)$$

gdje su:

$U_0$  – napon pri kojem je vjerojatnost preskoka zanemariva,

$U_t$  – napon pri kojemu je funkcija razdiobe pojave prenapona jednaka nuli 0.

Napon pri kojem je vjerojatnost preskoka zanemariva:

$$U_0 = U_{50} - 3\sigma \quad (9.8)$$

gdje su:

$U_{50}$  – 50 % preskočni napon pri kojemu vrijedi:  $P(U_{50})=0,5$ ,

$\sigma$  – standardna devijacija za sklopne prenapone i iznosi  $0,05 \cdot U_{50}$

$U_{10}$  je 10 % preskočni napon koji odgovara statističkom podnosivom naponu izolacije i računa se prema sljedećem izrazu:

$$U_{10} = U_{50} - 1,3 \cdot \sigma \quad (9.9)$$

Vjerojatnost preskoka u ovisnosti o vršnoj vrijednosti primijenjenog napona  $P(U)$  može se prikazati Gaussovom funkcijom kumulativne razdiobe preskočnih napona koja je opisana sljedećim izrazom:



$$P(U) = \int_0^U p(U) dU = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_0^U e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{U-U_{50}}{\sigma}\right)^2} dU \quad (9.10)$$

gdje su:

$p(U)$  – funkcija gustoće razdiobe preskočnih napona,

$\sigma$  – standardna devijacija funkcije  $P(U)$  za regenerativnu izolaciju.

Na temelju prikazanih izraza za proračun rizika pojave preskoka na dalekovodima uslijed sklopnih prenapona, za određene izolacijske razmake i za razmještaj odvodnika (lokacije određene u poglavlju 6.) može se izračunati vjerojatnost pojave preskoka (eng. Switching Surge Flashover Rate - SSFR). SSFR predstavlja broj preskoka po sklopnoj operaciji (u literaturi se kao prihvatljiva vrijednost navodi 0,001 - 0,01[85]). SSFR se može odrediti iz sljedećeg izraza:

$$SSFR = F(U_0) \cdot P(U_0) \cdot L \cdot N \quad (9.11)$$

gdje su:

$L$  – duljina dalekovoda na kojoj su prenaponi veći od  $U_0$ ,

$N$  – broj dalekovodnih stupova po kilometru duljine.

Primjena kompaktiranja smanjuje međufazne udaljenosti i udaljenosti faza od uzemljenog dijelova dalekovoda. Za očekivati je da će se posljedično povećati iznos prenapona i rizik od nastanka preskoka. Provedenim analizama i odabranim odvodnicima prenapona (analiza provedena u poglavlju 6.) moguće je ograničiti iznosa prenapona i zadržati prihvatljivi rizik od preskoka. Rezultatima proračuna uslijed smanjenja izolacijskih razmaka na dalekovodu poboljšana je raspoloživost primjenom odvodnika prenapona.

### 9.3. Tehno-ekonomska analiza ugradnje odvodnika prenapona

Sigurnost opskrbe električnom energijom za funkcioniranje modernog društva postao je temeljni zahtjev u vođenju EES-a. Zbog svog središnjeg položaja u EES-a prijenosna mreža predstavlja centralno mjesto u prijenosu električne energije prema krajnjim korisnicima. U vođenju prijenosne mreže može doći do ispada pojedinih elementa prijenosne mreže (dalekovodi, transformatorske stanice, transformatori i sl.) što u nekim slučajevima uzrokuje ispade elektrana, opskrbe kupaca i isporuku električne energije drugim operatorima distribucijske i prijenosne mreže. Uslijed ispada pojedinih elementa prijenosne mreže potrebno je razmotriti ekonomske posljedice prekida napajanja električnom energijom. Glavni pokazatelj prekida napajanje se definira kao vrijednost izgubljenog opterećenja (engl. Value of Lost Load

– VoLL) i pokazatelje je monetarnih troškova povezanih s prekidom opskrbe električnom energijom.

Prekidi napajanja u zadnjih 20 godina u cijelom svijetu pokazuju ozbiljne društveno – ekonomske poremećaja i ekonomske gubitke uzrokovanih ispadima elemenata u EES-u. Nestanak napajanja je obično posljedica slijeda događaja ili kombinacija nekoliko kvarova, kao što su nepredvidivi istovremeni prekidi rada u nekoliko elektrana, istovremena velika potreba za energijom, kvar električne opreme, ljudske pogreške tijekom radova održavanja, ispadi dalekovoda uslijed preopterećenja ili kvara. Sve veća umreženost prijenosne mreže dovodi do međuovisnosti mreža i u pojedinim slučajevima dovodi do situacija u kojima kvarovi malog broja čvorova ili čak i jednog čvora/elementa dovodi do potpunog odvajanja sustava u nekoliko manjih sustava. Navedeni slijed događaja u kojem dolazi do ispada niza elementa uslijed ispada jednog elementa mreže zove se kaskadni događaj i poželjno je ograničiti opseg ispada broja elemenata mreže [120].

Da bi se ograničio i spriječio broj ispada elementa mreže, prvenstveno se misli na dalekovode i kako bi se očuvala razina sigurnosti napajanja potrebno je razmotriti dodatna ulaganja u prijenosnu mrežu. U svrhu postizanja veće raspoloživosti dalekovoda potrebno je razmotriti rješenja koja su tehnički izvediva na postojećoj infrastrukturi i ekonomski prihvatljiva. Ugradnja odvodnika prenapona je pokazala da doprinosi povećanju raspoloživosti dalekovoda te broj ugrađenih odvodnika ovisi i o ekonomskim pokazateljima. Tehno – ekonomska analiza podrazumijeva ekonomsku procjenu s obzirom na predloženo rješenje i određivanje ekonomske opravdanosti projekta. Da bi se projekt smatrao ekonomski opravdanim nužno je da očekivana dobit je veća ili jednaka troškovima investicije za promatrano vremensko razdoblje.

### 9.3.1. Troškovi uslijed prekida napajanja

Za industrijski razvijene zemlje koji zagovaraju energetska održivost povećanjem korištenja OiE nužno je osigurati kvalitetnu i trajnu opskrbu električnom energijom. Uslijed nemogućnosti da se u svim satima tokom godine osigura energija iz obnovljivih izvora potrebni su dodatni naponi kako bi se očuvala razina sigurnosti opskrbe električnom energijom. U navedenim slučajevima energija se nadomješta iz konvencionalnih izvora ili susjednih EES-va. Posljedično u novonastaloj situacija dolazi do porasta prekida napajanja i raspada energetske sustava. Uzroci nestanka napajanja se mogu podijeliti u različite kategorije kao što su tehnički uzroci, uzroci uslijed porasta opterećenja i društveni uzroci [121].

Pronalaženje uzroka prekida napajanja je moguće primjenom tehničkih indikatora i poznavanjem karakteristika prijenosne mreže, dok je za određivanje štete i makroekonomskih troškova potrebno primijeniti ekonomska razmatranja. S obzirom na nemogućnost brzog i efikasnog definiranja troška potrebno je razmotriti koncepte i metode za određivanje strukture troškova i iznose troška. Uslijed prekida napajanje moguće je trošak podijeliti na direktne i indirektne troškove. Isto tako trošak je moguće podijeliti na mjesto nastajanja, pa tako imamo troškove za industriju (pravni subjekti) i male korisnike (fizičke osobe) [122]. Pod direktnim troškovima štete podrazumijevaju se oni koji su nastali izravno kod tvrtke ili pojedinca na koje se to odnosi tj. gubitak proizvodnje se smatra izravnom štetom za proizvođača. Indirektni troškovi se smatraju kao neizravna šteta za druge tvrtke koje nisu pogođene prekidom napajanja tj. u obliku kašnjenja ili odgođenih isporuka robe.

Isto tako prilikom prekida napajanja studije ukazuju da postoje i neki sudionici na tržištu koji profitiraju od prekida, kao što su servisne i uslužne tvrtke koje rade na popravcima i obnovi uslijed nastalih šteta. Isto tako, iako ne poželjno za tvrtke pogođene prekidom napajanja također znači uštedu u troškovima električne energije, ali gledajući ukupne troškove štete uštede imaju tendenciju da su malog iznosa u usporedbi s troškovima zastoja [123].

Kako bi se procijenili troškovi štete zbog prekida napajanja, VoLL se može shvatiti kao ekonomski pokazatelj sigurnosti opskrbe električnom energijom. VoLL predstavlja poveznicu između novčane štete zbog gubitka gospodarskih aktivnosti na razinu neisporučenih kWh i nestanka električne energije [124]. Osim novčanom kvantificiranju svakog neisporučenog kWh koji se češće primjenjuje, troškovi se mogu prikazati i kao funkcija vremena. Budući da je VoLL definiran kao ekonomski pokazatelj, tehnički uzrok prekida napajanja nije od interesa prilikom razmatranja.

Izračun ekonomskog pokazatelja VoLL predstavlja s jedne strane priliku za utvrđivanje razine štete uzrokovane prekidom napajanja, čiji je rezultat, a s druge strane opisuje vrijednost sigurnosti opskrbe električnom energijom [121]. Izračun vrijednosti VoLL-a nije moguće jednostavno prikazati kroz vrijednosti sigurnosti opskrbe električnom energijom u monetarnom smislu jer ne postoji tržište na kojem se trguje ili projicira cijena prekida napajanja te se VoLL ne može direktno prezentirati kao tržišni proizvod. Slijedom navedenog VoLL se određuje pomoću znanstvenih mjernih tehnika i metodologija [124].

U svrhu razmatranja troškova uslijed prekida napajanja primjenjuju se izravne i neizravne metode. Izravne metode prikuplja podatke o troškovima prekida napajanja izravno od krajnjih korisnika, dok neizravne metode zahtijevaju druge izvore informacija, npr.

statistički podaci. U literaturi se vrijednosti VoLL različitih korisničkih skupina izračunavaju zasebno i posebno se razmatraju industrijski korisnike i privatni korisnici [122]. Razlog tome je što isti prekid napajanja različito utječe na različite korisnike. Podjela također ima smisla jer nema tržišne proizvodnje koja proizlazi iz potrošnje energije u privatnim kućanstvima. Na temelju načina izračuna i određivanje troška predstavljene su sljedeći primjeri provedenih metoda [125] :

Izravne metode:

- „Blackout“ studije – troškovi su definirani nastalim troškovima uslijed prekida napajanja, parametri su određeni metodologijom.
- Spremnost na plaćanje – troškovi su određeni ekonometrijskim metodama.
- Direktni troškovi – troškovi se određuju na temelju različitih scenarije za koje korisnici procjenjuju troškove štete.

Neizravne metode:

- Makroekonomski pristup – uključuju pristup proizvodne funkcije za izračunavanje troška za industrijske i komercijalne kupce.
- Trošak kao funkcija proizvoda – električna energija se promatra kao ulazni faktor poput rada ili kapitala za proizvodnju dobara i usluga.
- Prihod kućanstva – troškovi se tretiraju kao funkcija prihoda kućanstva.
- Prioritetno ponašanje – utvrđivanju troškova iz trenutnog ponašanja na tržištu.

Na temelju provedenih istraživanja iz literature mogu se sagledati sljedeći trendovi:

- iznos troška VoLL-a u među skupinama krajnjih korisnika za industrijski i komercijalni sektor se kreću od nekoliko €/kWh do 250 €/kWh. Uzrok tako velikom rasponu je različita industrijska struktura u pojedinim zemljama, pa su rasponi za industrijski i komercijalni sektor visoki. Za pojedine zemlje članice EU razlike se kreću od nekoliko €/kWh do više od 250 €/kWh za SAD i Novi Zeland. Za privatne krajnje korisnike raspon je značajno manji i kreće se od nekoliko €/kWh do oko 45 €/kWh. Glavni čimbenici za uočene razlike su strukturne razlike potrošnje, specifične industrijske strukture za pojedine zemlje i iznos prosječne

plaće. Isto tako iznos VoLL za industrijske i komercijalne krajnje korisnike je znatno veći od onog za privatne korisnike [125].

- iznos troška VoLL-a u skupinama privatnih korisnika primjenom makroekonomskom metodom i metodom spremnost na plaćanje dali su značajne razlike. Za makroekonomski pristup iznos troška je u rasponu od 10 do 25 €/kWh, dok je u istraživanjima metodom spremnost na plaćanje maksimalni VoLL općenito oko 10 €/kWh. Objašnjenje za naveden razlike je u činjenici da su rezultati određeni dvama temeljno različitim metodološkim pristupima. Za industriju i trgovinu rezultati metodom spremnosti na plaćanje znatno premašuju rezultate dobivene na temelju makroekonomske metode [125].

Analizom provedenih studija izračuna vrijednosti VoLL-a pokazuju da prema sadašnjem razumijevanju problema i prikupljenim podacima izračun VoLL je primjenjiv na pojedinačne slučajeve kao indeks ekonomske procjene sigurnosti opskrbe električnom energijom. Dobiveni rezultati se moraju uzeti s rezervom uzimajući u obzir strukturu i koncept predloženih metodologija. Zbog velike razlike u rezultatima i rasponu cijene vrijednost ovih rezultata nije dovoljna za međusobnu usporedbu i primjenu. Ako se VoLL može odrediti iz jedinstvene metodologije onda bi se dobiveni rezultati mogli iskoristiti prilikom definiranja faktora na kojem se mogu temeljiti odluke za i protiv ulaganja za proširenje mreže.

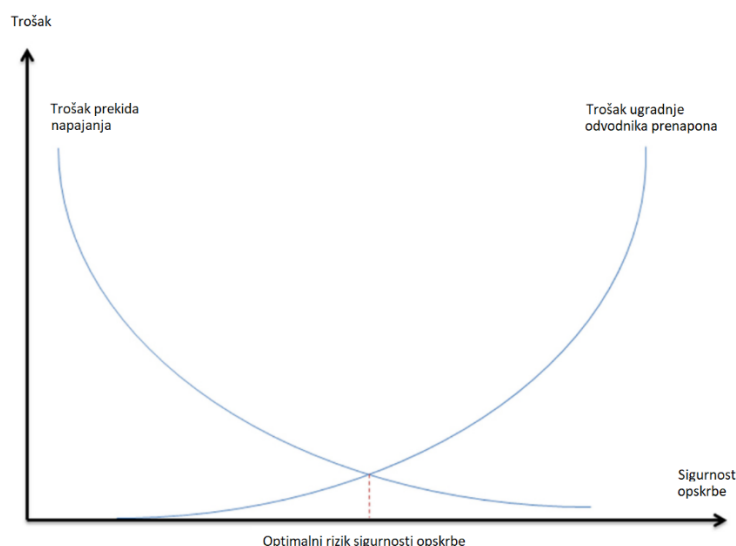
Osim tipičnih značajki gospodarske i industrijske strukture zemalja, tri faktora se mogu identificirati prilikom primjene/izrade metodologije za izračuna vrijednosti VoLL:

- izbor metode,
- struktura okvira scenarija za hipotetički nestanak struje,
- raščlanjivanje industrijskih sektora, kao i granice i stupanj diferencijacije.

### 9.3.2. Tehno – ekonomska analiza za odabir odvodnika

U svrhu povećanja raspoloživosti dalekovoda i smanjenja broja ispada uslijed pojave prenapona ugradnja odvodnika prenapona postaje prihvatljivo rješenje. Primjena odvodnika prenapona ovisi o mnogo tehničkih parametara koji su već spomenuti i ujedno o ekonomskim pokazateljima opravdanosti ugradnje. Ugradnja odvodnika prenapona na svim stupnim mjestima i fazama nije opravdana uslijed ekonomskih ograničenja stoga je nužno naći prihvatljiv broj odvodnika prenapona. Broj ugrađenih odvodnika prenapon se predstavlja kroz povećanje raspoloživosti dalekovoda tj. funkcija sigurnosti opskrbe, tako za relativno mali broj

ugrađenih odvodnika prenapona se postiže zadovoljavajuća razina sigurnost opskrbe. Optimalni broj ugrađenih odvodnika prenapona se može definirati ako je poznat trošak prekida napajanja. Za neisporučenu energiju operatori snose trošak VoLL ovisno o nastaloj šteti tj. penalima iz ugovora ili penalima koji su propisani zakonodavnim aktima. Određivanje optimalnog rizika sigurnosti opskrbe se može predstaviti slikom 9.3 gdje se sjecište troška prekida napajanja i troška ugradnje odvodnika prenapona smatra optimalnim rješenjem.



Slika 9.3: Odabir ugradnje odvodnika prenapona s obzirom na sigurnost opskrbe

Ugradnjom odvodnika prenapona se očekuje smanjenje broja ispada dalekovoda i posljedično smanjenje troška uslijed prekida napajanja. Određivanje dobiti na godišnjoj razini ili životnom vijeku odvodnika prenapona može se predstaviti kao ušteda uslijed količine neisporučene energije  $w_{isp}$  koja bi bila neisporučene bez ugradnje odvodnika i uslijed smanjenog održavanja dalekovoda  $C'_{odr\_dv}$  ugradnjom odvodnika prenapona. Smanjeni trošak održavanje dalekovoda  $C'_{odr\_dv}$  se računa kao razlika trenutnih troškova održavanja i očekivanih troškova dalekovoda nakon ugradnje dalekovoda koji ne uključuju troškove održavanja odvodnika prenapona. Podatke o prosječnoj godišnjoj neisporučenoj energije i trošku održavanja radi otklanjanja kvarova uzrokovanih prenaponom mogu se odrediti iz povijesnih poslovnih knjiga/evidencija. Za očekivati je da ugradnjom odvodnika nije moguće izbjeći sve ispade dalekovoda, stoga se na temelju provedenih analiza određuje preostala količine neisporučene energije  $w_{neisp}$  i dodatni troškovi održavanja na dalekovodu uslijed ugradnje odvodnika prenapona  $C_{odr\_odv}$ . Određivanje dobiti ugradnjom odvodnika prenapona moguće je izraziti za predviđeni životni vijek sljedećim izrazom:

$$C_{dob} = \sum_{i=1}^n w_{isp_i} \cdot VoLL_i + C'_{održ_{dv}} - \sum_{j=1}^k w_{neisp_i} \cdot VoLL_j - C_{održ_{odv}} \quad (9.12)$$

gdje su:

$w_{isp}$  – isporučene energija

$VoLL_i$  – jedinična cijena za isporučenu energiju  $w_{isp}$

$C'_{održ_{dv}}$  – smanjenje troška održavanja dalekovoda ugradnjom odvodnika prenapona

$w_{neisp}$  – neisporučene energija

$VoLL_j$  – jedinična cijena za neisporučenu energiju  $w_{neisp}$

$C'_{održ_{odv}}$  – trošak održavanja odvodnika prenapona

Broj ispada ugradnjom odvodnika prenapona je sveden na minimum i održavanje odvodnika prenapona je minimalno tijekom životnog vijek prema uputama proizvođača stoga su troškovi za neisporučenu energiju i održavanje relativno mali u odnosu na očekivane uštede. Odvodnike prenapona moguće je opremiti uređajima za nadzor, pomoću kojih se dobivaju informacije o broju prorada i praćenje struje (ukupna i radna komponente struje odvođenja) u pogonu. Na temelju dobivenih podataka iz nadzornih uređaja vrši se procjena stanja odvodnika i vrši preventivno održavanja ako je nužno.

Procjena ukupnih troškova ugradnje odvodnika prenapona uzima u obzir pojedinačne troškove pripremnih radnji, izrade dokumentacije, ishođenje potrebnih dozvola, ugradnja odvodnika prenapon, montažne radove prilikom ugradnje i sve manje troškove u navedenom procesu. Određivanje troška ugradnje odvodnika prenapon se može predstaviti preko skupa različitih troškova i izraziti prema sljedećem izrazu:

$$C_{tro} = C_{op} + C_{ugr} + C_{dok} + C_{kap} \quad (9.13)$$

gdje su:

$C_{tro}$  – ukupni trošak

$C_{op}$  – trošak odvodnika prenapona

$C_{ugr}$  – trošak ugradnje odvodnika prenapona

$C_{dok}$  – trošak izrade i ishođenja potrebne dokumentacije

$C_{kap}$  – trošak kapitala

Početna razmatranja sagledavaju primjenu mogućih tehnoloških rješenja, utjecaj na postojeću opremu, povećanje postojeće raspoloživosti opreme, okvirni trošak investicije, utjecaj na okoliš i još niz tehničkih parametara koji ovise o vrsti i opsegu investicije u prijenosnoj mreži. Da bi se moglo odrediti konačno rješenje potrebno je svim navedenim tehničkim indikatorima pridružiti financijski trošak. U slučajevima gdje nije moguće odrediti ili pridružiti financijski trošak određenim faktorima primjenjuju se drugi pokazatelji koji su određeni/propisani posebnim aktima (zakoni, pravilnici, metodologije i sl.). Prilikom donošenja odluke o ugradnji odvodnika prenapona prvenstveno se vodi računa o poboljšanju raspoloživosti dalekovoda, sigurnosti opskrbe i na temelju ekonomskih pokazatelja se određuje rješenje i opseg investicije npr. za dalekovode koji imaju slabu raspoloživost i ne utječu na sigurnost opskrbe ugradnja odvodnika neće doprinijeti uštedama i navedena investicija nije opravdana.

Predstavljena tehno-ekonomski razmatranja ugradnje odvodnika prenapona provedena su s ciljem određivanja koristi uzimajući u obzir povećanja raspoloživosti dalekovoda i troška ugradnje. Prikazana tehnička razmatranja utvrđuju potrebno tehničko rješenje i određuje broj i lokacije ugradnje odvodnika prenapona. Određivanjem ušteta kroz smanjenje isporučene energije ostvaruju se uštede i određuje optimalni broj odvodnika prenapona. Utvrđivanjem dobiti i troškova investicije za optimalni broj odvodnika moguće je donošenje konačne odluke o pojedinoj investiciji u svrhu poboljšanja raspoloživosti opreme u prijenosnoj mreži. Konačna odluka zahtjeva uzimanje u obzir niz kriterija i parametara koji su predstavljeni i razmotreni.

Predstavljeni proces povećanja kapaciteta prijenosne mreže sagledava niz međusobno povezanih procedura kroz sagledavanje karakteristika i tehničke parametara predloženih rješenja. Odabirom suvremenih rješenja (kompaktiranje i HTLS) kao primarnim izborom u svrhu povećanja kapaciteta provedeni su dodatna razmatranja direktnim proračunom (primjena 2D i 3D modela u FEM-u) kako bi se potvrdila primjenjivost odabranih koncepata. Prikazana istraživanja su relevantna za privatni sektor i akademsko okruženje u svrhu revitalizacije dalekovoda prijenosne mreže.



## 10. ZAKLJUČAK

Današnje društvo teži ekonomskom i društvenom razvoju uz smanjenja emisija u energetske sektoru, stoga je potrebno napraviti zaokrete u načinu planiranja i vođenja postojećih procesa u EES-u. Operatori prijenosne mreže susreću se s novim društvenim i zakonodavnim okolnostima koje su određene prihvatom obnovljivih izvora energije i potrebom za povećanjem postojećih kapaciteta prijenosne mreže. Da bi se omogućila provedba navedenih aktivnosti, nužno je razmotriti primjenu suvremenih tehnologija u navedene svrhe. Povećanje kapaciteta u prijenosnoj mreži na postojećim dalekovodima podrazumijeva primjenu suvremenih tehnologija (HTLS vodiča i kompaktiranih dalekovoda) koje zahtijevaju dodatna razmatranja prilikom dizajniranja u odnosu na dosadašnji klasičan pristup. U budućnosti se očekuje porast primjene navedenih tehnologija u rekonstrukciji postojećih dalekovoda, stoga su provedena istraživanja u svrhu primjene suvremenih tehnologija kako bi se usporedila moguća rješenja i razmotrili tehnički parametri predloženih rješenja.

Provedena istraživanja prezentiraju mogućnosti implementacije suvremenih tehnologija na postojećim dalekovodima. Za izvedbe novih rješenja često je, zbog bitnih razlika u odnosu na postojeća, nužno provesti dodatna razmatranja. Algoritam razvijen u disertaciji omogućuje određivanje lokacija dalekovoda u prijenosnoj mreži koje su kandidati za povećanje kapaciteta prijenosne mreže, kao i razmatranje izvedivosti predloženog rješenja. U odnosu na postojeći proces određivanja investicija u prijenosnoj mrežu novi algoritam uključuje niz međusobno povezanih procedura koje sagledavaju sakupljanje i obradu podataka, određivanje elemenata (dalekovoda) prijenosne mreže koje je nužno rekonstruirati i vrstu i karakteristike primjenjive tehnologije (izvedivost predloženog rješenja). Određivanje parametara i mjesta ugradnje razmatranih tehnologija provedeno je proračunima tokova snaga čiji je primarni cilj odrediti kapacitet i djelatne gubitke za svaki dalekovod, svaku naponsku razinu i cijelu promatranu prijenosnu mrežu. Analizirani su prihvatljivi parametri HTLS vodiča i kompaktiranja za rekonstruirani dalekovod ili dalekovode. Primjena HTLS vodiča i kompaktiranog dizajna ima velik utjecaj na prijenosnu mrežu i konačni odabir je složen zbog individualnog karaktera odabranog rješenja za slučajeve kada postoje druga ograničenja (nemogućnost ishođenja novih koridora dalekovoda, zadovoljenje mehaničkih karakteristika postojećih dalekovoda i sl.). Za odabrana rješenja nužno je napraviti dodatne analize i ocjenu izvedivosti s obzirom na to da su predložena rješenja (primjena kompaktiranja i HTLS vodiča) konceptualno različita od konvencionalnog pristupa.

Primjena kompaktiranja prilikom rekonstrukcije postojećih dalekovoda obuhvaća novu geometriju glave stupa za koju su smanjene udaljenosti između vodiča. Za razmatrano 400 kV kompaktirano rješenje provedena je provjera dielektričnih svojstava uzimajući u obzir najnepovoljniji slučaj u pogonu te su određene minimalne udaljenosti između faza i faza i uzemljenih dijelova. Za očekivati je da je za kompaktirane konfiguracije nužna ugradnja odvodnika prenapona. Konačan broj odvodnika je rezultat kompromisa između cijene i potrebe povećanja raspoloživosti dalekovoda posebno za dalekovode od iznimnog značaja za prijenosni sustav. Izvedba kompaktiranja za 400 kV dalekovod generalno ukazuje na smanjenje sigurnosnih margina koordinacije izolacije i potrebu za dodatnim analizama električnog polja primjenom direktnih proračuna (2D i 3D FEM).

Za predloženo 400 kV kompaktirano rješenje provedena je provjera električnih parametara primjenom FEM metode za koju su razvijeni realni 2D i 3D modeli. Korišteni 3D modeli ukazuju da se izborom vodiča, konfiguracije ovjesne opreme i izolatora može utjecati na iznose bitnih električnih parametara te stoga predstavljaju nužan korak u postizanju vrijednosti određenih zakonom, pravilnicima ili standardima. Rezultati izračuna temperature korištenjem IEEE 738 standarda ukazuju na nužnost dodatnih termičkih analiza zbog specifičnih karakteristika HTLS vodiča. Koristeći FEM i CFD numeričke programe određeni su granični parametri za HTLS vodiče i izolator u svrhu definiranja termičkih ograničenja predloženih rješenja.

Doktorska disertacija obradila je relevantno područje razmatrajući primjenu kompaktiranja i HTLS vodiča s aspekata povećanja kapaciteta prijenosne mreže. Kroz istraživanje i predstavljene rezultate iz području razvoja i revitalizacije prijenosne mreže primjenom suvremenih tehnologija ispunjeni su izvorni znanstveni doprinosi. Razvijeni model demonstrira proces određivanja parametara i karakteristika predloženih rješenja kroz multidisciplinarnu analizu u svrhu sagledavanja izvedivosti samog rješenja i njegovog utjecaja na prijenosnu mrežu.

**LITERATURA**

- [1] Pavić, I., Delimar, M., “Analiza elektroenergetskog sustava“, Predavanja, FER, Zagreb, 2014.
- [2] Delimar, M., “Prijenos i razdjela električne energije“, Predavanja, FER, Zagreb, 2017
- [3] Udovičić, B., “Elektroenergetski sustav“, Kigen, Zagreb, 2005.
- [4] Hrvatski operator prijenosnog sustava; Godišnje izvješće 2020., 19.05.2021; <https://www.hops.hr/page-file/WAVZXYJGgaU0agrr0C3XF0/godisnji-izvjestaji/HOPS%20GI%202020%20-%2029-7-2020.pdf>
- [5] Bajs D., Mikulić S., Majstrovic G., “Mogućnosti prihvata obnovljivih izvora energije u Hrvatski elektroenergetski sustav”, EiHP Zagreb, svibanj 2016
- [6] Pavičić I., Župan A., Cazin S., Levačić G., “Strategija elektroenergetskog razvitka – kamo ide Europska unija i gdje je Hrvatska”, CIGRE 2016,
- [7] European Network of Transmission System Operators for Electricity, European Electricity Transmission Grids and the Energy Transition: Why remuneration frameworks need to evolve, travanj 2021,
- [8] Papapostolou A., Karakosta C., Kourti K. A., Doukas H., Psarras J., “Supporting Europe’s Energy Policy Towards a Decarbonised Energy System: A Comparative Assessment”, Sustainability 2019,
- [9] Marot N, Prados M.J., Stober D., Karan I. Dolček-Alduk Z., “Energetski krajobrazi – nova realnost obnovljivih izvora energije”, Građevinar, prosinac 2018,
- [10] Reeda L., Dworkinb M., Vaishnav P., Morgana M. G. “Expanding Transmission Capacity: Examples of Regulatory Paths for Five Alternative Strategies”, 2020, The Electricity Journal 33.
- [11] Pierre B. J., G.T. Heydt, “Increased Ratings of Overhead Transmission Circuits Using HTLS and Compact Designs”, 2012. North American Power Symposium
- [12] Kopsidas K., Rowland S., “Evaluation of potentially effective ways for increasing power capacity of existing overhead lines”, 2009, Sustainable Power Generation and Supply,

- [13] U.S. Department of energy, “Advanced Transmission Technologies”, 2020
- [14] CIGRE TB 763 “Conductors for the upgrading of existing overhead lines” 2019
- [15] Geary R., Condon T., Kavangh T., Armstrong O., Doyle J., “Introduction of high temperature low sag conductors to the Irish transmission grid”, CIGRE 2012
- [16] B. Wareing, “High Performance Conductors an International viewpoint”, 2015, IEEMA Seminar
- [17] Beryozkina S., “Evaluation Study of Potential Use of Advanced Conductors in Transmission Line Project”, Energies, 2019
- [18] Ippolito M. G., Massaro F., Cassaro C., “HTLS Conductors: A Way to Optimize RES Generation and to Improve the Competitiveness of the Electrical Market—A Case Study in Sicily”, Journal of Electrical and Computer Engineering, 2018
- [19] Hoffmann J. N., Wiedmer R. W., Bubniak M. J., Moreira I.S., “Urban overhead transmission lines of compact design for 69, 138 and 230 kV”, CIGRE B2.102-2010,
- [20] Villa P., Bertazzi A., Leva M., “Compact transmission line with inverted delta configuration”. CIGRE 2002,
- [21] Buryanina N.S., Koroluk Yu.F., Timofeeva A.-M. V., “35-200 kV Compact Transmission Lines with Improved Power Transfer Capability”, International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, 2020
- [22] H. Wei-Gang, “Study on Conductor Configuration of 500-kV Chang-Fang Compact Line”. IEEE transactions on power delivery, vol. 18, no. 3, 2003
- [23] Chisholm W. A., Anderson J. G., Phillips A., Chan J., “Lightning performance of compact lines”, X International Symposium on Lightning Protection, 2009
- [24] Gong X., Wang H., Zhang Z., Wang J., Wang J., Yuan Y., “Tests on the first 500 kV compact transmission line in China”, IEEE, 2000
- [25] Grgić D., Fancev T., Uglešić I., “Provjera osnovnih električnih i mehaničkih parametara i svojstava odabranih glava pri pretvorbi DV 220 kV Konjsko-Brinje\_mraclin u DV 400 kV”, Enconet 2000
- [26] Krylov S.V., “Design, Mechanical Aspects And Other Subjects of Compact EHV OHL Technology”, Expanding Edge Seminar, 2004,

- 
- [27] Van der Wal A., “B2 – Overhead Lines”, CIGRE e-Session 2020
- [28] Nagat M.K., “An Investigation into Magnetic Field Management under Power Transmission Lines using Delta Configurations”, The Open Environmental Engineering Journal, 2009
- [29] Zainuddin N.M. i grupa autora, “Review of Thermal Stress and Condition Monitoring Technologies for Overhead Transmission Lines: Issues and Challenges”, IEEE Access, 2020.
- [30] Oak Ridge National Laboratory, “The Integrity of ACSR Full Tension Single-Stage Splice Connector at Higher Operation Temperature”, 2008
- [31] Bufan L., Lu N., Yufeng H., “The Contact Performance Analysis of Disconnecting Switch’s Fixed Contact”, 2017 International Conference on Electronic Industry and Automation, EIA 2017
- [32] Palhade R. D., Tungikar V. B., Dhole G. M., Kherde S. M., “Transient Thermal Conduction Analysis of High Voltage Cap and Pin Type Ceramic Disc Insulator Assembly”, International Journal of Advanced Science and Technology, Vol. 56, 2013
- [33] <https://tyndp.entsoe.eu/2016/insight-reports/future-system/>
- [34] EASAC, “Transforming Europe’s Electricity Supply – An Infrastructure Strategy for a Reliable, Renewable and Secure Power System”, EASAC policy report 11, 2009
- [35] COWI, Directorate-General for Energy, Ecofys, Vito, “Investment needs in trans-European energy infrastructure up to 2030 and beyond”, 2018
- [36] Kopsidas K., Rowland S. M., “Evaluation of Potentially Effective Ways for Increasing Power Capacity of Existing Overhead Lines”, IEEE Xplore, 2009
- [37] ENTSOE, “The 50 Year Success Story – Evolution of a European Interconnected Grid”, 2003
- [38] Makarov Y.V., Reshetov V.I., Stroev V.A., Voropai N.I., “Blackouts in North America and Europe: Analysis and generalization”, IEEE Russia Power Tech, 2005

- [39] Jaehnert S., Wolfgang O., Farahmand H., Völler S., Huertas-Hernando D., “Transmission expansion planning in Northern Europe in 2030—Methodology and analyses”, *Energy Policy*, Volume 61, 2013
- [40] Hemmati R., Hooshmand R. A., Khodabakhshian A., “Comprehensive review of generation and transmission expansion planning”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2013
- [41] Oliveira L. E.; Gomes P. V.; Saraiva J. P. T., “Transmission Expansion Planning - A broad comparison between static and dynamic approaches”, 16th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2019
- [42] Maghouli P., Hosseini S. H., Buygi M. O., Shahidehpour M., “A Multi-Objective Framework for Transmission Expansion Planning in Deregulated Environments”, *IEEE Transactions on power systems*, Vol. 24, No. 2, 2009.
- [43] Haffner S., Monticelli A., Garcia A., Mantovani J., Romero R., “Branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using transportation model,” *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 147, no.3, 2000.
- [44] Garver L. L., “Transmission network estimation using linear programming,” *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-89, no.7, 1970.
- [45] Romero R., Rocha C., Mantovani M., Mantovani J. R. S., “Analysis of heuristic algorithms for the transportation model in static and multistage planning in network expansion systems,” *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 150, no. 5, Sep. 2003.
- [46] Youssef H. K., Hackam R., “New transmission planning model,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, 1989.
- [47] Dusonchet Y. P., El-Abiad A. H., “Transmission planning using discrete dynamic optimization,” *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-92, 1973.
- [48] Bahiense L., Oliveira G. C., Pereira M., Granville S., “A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, 2001.
- [49] Binato S., Pereira M. V. F., Granville S., “A new Benders decomposition approach to solve power transmission network design problems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 2, 2001.

- [50] Douglass J., Stewart D., "Introduction to compact lines," EPRI Transmission Line Reference Book — 115-345kV Compact Line Design. Electric Power Research Institute, 2008
- [51] Grgić D., Fancev T., "Nove tehnologije u izvedbama nadzemnih vodova", Hrvatski IEEE odjel za energetiku tribina, 2007.
- [52] Melo M. O., Fonseca L.C., Fontana E., Naidu S., "Electric and magnetic fields of compact transmission lines", IEEE Xplore, 1999
- [53] Li Q., Rowland S.M., Shuttleworth R., "Calculating the Surface Potential Gradient of Overhead Line Conductors", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 30, Issue 1, 2015
- [54] Patel V., Jamnani J. G., "Improving Power Transfer Capability of EHV AC Double circuit Transmission line by Enhancing Surge Impedance Loading level", International Journal of Engineering Research and Development, 2015
- [55] EPRI, "Demonstration of Advanced Conductors for Overhead Transmission Lines", 2008
- [56] Anvari M., Razavi F., Nazari A. A. "Electrical and economic study of applying the ACSS conductor in TREC subtransmission network", Indian Journal of Science and Technology, 2013
- [57] J-Power Systems, "GTACSR (Gap-type thermal-resistant aluminum alloy steel reinforced) & GZTACSR (Gap-type super-thermal-resistant aluminum alloy steel reinforced)" Specifications," J-Power Systems Corp., 2005.
- [58] Gorur R., Mobasher B., Olsen R., "Characterization of Composite Cores for High-Temperature Low-Sag (HTLS) Conductors", Power Systems Engineering Research Center, 2009.
- [59] HOPS, "Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2019.-2028. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje", 2019,
- [60] ENTSO-e, „Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC)“, 2000
- [61] PSERC, "Making the Economic Case for Innovative HTLS Overhead Conductors“, PSERC Publication 14-7, 2014

- [62] Pavičić I., Holjevac N., Ivanković I., Brnobić D., “Model for 400 kV Transmission Line Power Loss Assessment Using the PMU Measurements”, *Energies* 14(17), 2021
- [63] Council of European Energy Regulators asbl, “2 nd CEER Report on Power Losses”, Cours Saint-Michel 30a, Box F – 1040 Brussels, 2020, Belgium
- [64] Sivanagaraju S., “Electric Power Transmission and Distribution”, Pearson Education India, 2008.
- [65] Hu J., Harmsen R., Crijns-Graus W., “Developing a Method to Account for Avoided Grid Losses from Decentralized Generation: the EU Case”, 4 th International Conference on Power and Energy Systems Engineering, CPESE, 2017,
- [66] Kolev V.G., Sulakov S. I., "The weather impact on the overhead line losses", 15th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems, 2017
- [67] Tuttelberg K., Kilter J., "Real-time estimation of transmission losses from PMU measurements", 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, 2015,
- [68] Ghosh S., Ahmed N., Banerjee S., "Impact of Weather(Fog) on Corona Loss and Its Geographical Variation within Eastern Region", 2018 20th National Power Systems Conference (NPSC), 2018,
- [69] Clade J., Gary C. H., Lefevre C. A.: “Calculation of Corona Losses Beyond the Critical Gradient in Alternating Voltage“, *IEEE Trans. PAS.*, Vol.88, 1969.
- [70] Pavičić I., Ivanković I., Župan A., Rubeša R., Rekić M., “Advanced Prediction of Technical Losses on Transmission Lines in Real Time”, 2nd Smagrimet, Split, 2019
- [71] Tuttelberg K., Kilter J., “Estimation of transmission loss components from phasor measurements”, *Electrical Power and Energy Systems* 98, 2018
- [72] Ombua A., Labane H. A., “High voltage lines: energy losses in insulators“, *The International Journal of Engineering and Science*, Volume 6, Issue 10, 2017.
- [73] Deri A, Fodor G. „Influence of geometric parameters on the corona loss of 220 kV and 400 kV overhead transmission lines“, *Technical University Budapest*, 1969



- [74] Ivanković I, Kuzle I., Holjevac N., “Multifunctional WAMPAC system concept for out-of-step protection based on synchrophasor measurements,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 87, 2017.
- [75] Dasgupta K., Soman S. A., “Estimation of Zero Sequence Parameters of Mutually Coupled Transmission Lines from Synchrophasor Measurements,” *IET Generation Transmission & Distribution*, vol. 11, pp. 3539-3547, 2017,
- [76] Mallikarjuna B., Chatterjee D., Reddy M. J. B., Mohanta D. K., “Real-Time Wide-Area Disturbance Monitoring and Protection Methodology for EHV Transmission lines,” *Springer on line*, vol. 3, pp. 87-106, 2018
- [77] Naglic M., Popov M., Meijden M.A.M.M., Terzija V., “Synchro-measurement Application Development Framework: an IEEE Standard C37.118.2-2011 Supported MATLAB Library,” *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol 67, 2018
- [78] Lavenius J., Vanfretti L., “PMU-Based Estimation of Synchronous Machines’ Unknown Inputs Using a Nonlinear Extended Recursive Three-Step Smoother,” *IEEE Access*, 2018,
- [79] Vaiman M., Quint R., Silverstein A., Papic M., Kosterev D., Leitschuh N., Faris A., Yang S., Blevins B., Rajagopalan S., Gravois P., Ciniglio O., Maslennikov S., Litvinov E., Luo X., Etingov P., “Using Synchrophasors to Improve Bulk Power System Reliability in North America,” 2018 IEEE PES General Meeting, At Portland, OR, USA, 2018.
- [80] Khazaieia, L. F., Jiangb W., Manjure D., “Distributed Prony analysis for real-world PMU data,” *Electric Power Systems Research* vol. 133, 2016
- [81] Wuerl, A., Betz, H.D., Schmidt, K., Oettinger, W.P., “Surveillance of Lightning Strokes Near Transmission Lines”, *Application of Line Surge Arresters in Power Distribution and Transmission Systems Colloquium*, Cavtat, Croatia 2008
- [82] Thanasaksiri, T., “Improving the lightning performance of overhead lines applying additional underbuild shield wire”, *IEEE*, 2013
- [83] M. Istrate, Gavrilas N., Gusa M., Asaftei C., “Evaluation Method for Switching Overvoltages Applicable for Overhead Lines Compactization Studies”, *7th Mediterranean Electrotechnical Conference*, 1994.

- [84] International Electrotechnical Commission, "IEC 60071-1: Insulation coordination – Part 1: Definitions, principles and rules", 2011.
- [85] International Electrotechnical Commission, "IEC 60071-2: Insulation coordination – Part 2: Application Guide", 1996.
- [86] Marti J., "Accurate Modeling of Frequency Dependent Transmission Lines in Electromagnetic Transient Simulations", IEEE Transactions On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, 1982.
- [87] Doshi, T.; Gorur, R.S.; Hunt, J.; , " Electric Field Computation of Composite Line Insulators up to 1200 kV AC," IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 18, no. 3, pp. 861-867, June 2011
- [88] Pavičić I. Pavić I., Grgić D., Župan A., "Moguće primjene numeričkih metoda prilikom konstruiranja/projektiranja nadzemnih vodova visokog napona", 12. savjetovanje HRO CIGRÉ, 2015
- [89] ANSYS Maxwell v16 Training Manual, Introduction to ANSYS Maxwell, May, 2013,
- [90] O. de Weck, I. Yong Kim, Finite element method, MIT, January, 2004
- [91] Zakariya M. A.-M., "Corona Power Loss, Electric Field, and Current Density Profiles in Bundled Horizontal and Vertical Bipolar Conductors", IEEE Transactions on industry applications, Vol. 38, No. 5, 2002
- [92] Pao-la-or P., Isaramongkolrak A., Kulworawanichpong T., "Finite Element Analysis of Magnetic Field Distribution for 500-kV Power Transmission Systems", Engineering Letters", 18:1, 2010
- [93] Ranjbarzadeh H., Khayyam H., Hajizadeh A., Mehr H.D., "A Computational Algorithm for Corona Power Loss in Grid", Advances in Robotics & Automation, 2013
- [94] X. Jang, N. Li, Z. Peng, J. Liao, Q. Wang, Potential distribution computation and structure optimization for composite cross-arma in 750 kV AC transmission line, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, March 2014
- [95] Phillips A.J., Kuffel, J., Baker, A.; Burnham, J.; Carreira, A.; Cherney, E.; Chisholm, W.; Farzaneh, M.; Gemignani, R.; Gillespie, A.; Grisham, T.; Hill, R.;

- Saha, T.; Vancia, B.; Yu, J.; , "Electric Fields on AC Composite Transmission Line Insulators," , IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 2, April 2008
- [96] E. Akbari, M. Mirzaie, A. Rahimnejad i M.B. Asadpoor, Finite element analysis of disc insulator type and corona ring effect on electric field distribution over 230-kV insulator strings, International Journal of Engineering and Technology, 1 (4) (2012)
- [97] Rahimnejad A., Mirzaie M., "Optimal Corona Ring Selection for 230 kV Ceramic I-string Insulator using 3D Simulation", International Journal of Scientific & Engineering Research Volume 3, Issue 7, 2012
- [98] CIGRE, "CIGRE Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines", Paris, France, 2014.
- [99] IEEE Standard, "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors", 2013.
- [100] Staszewski L., Rebizant W., "The Differences between IEEE and CIGRE Heat Balance Concepts for Line Ampacity Considerations", Modern Electric Power Systems, Wroclaw, Poland, 2010
- [101] Huang N., Qi J., Li F., Yang D., Cai G., Huang G., Zheng J., Li Z., "Short-circuit fault detection and classification using empirical wavelet transform and local energy for electric transmission line", Sensors, vol. 17, no. 9, 2017
- [102] Guo Y., Chen R., Shi J., Wan J., Yi H., Zhong J., "Determination of the power transmission line ageing failure probability due to the impact of forest", IET Gener., Transmiss. Distrib., vol. 12, no. 16, 2018.
- [103] Xia Z., Xia Y., Xu Z., Wu J., "Study on the calculation model of maximum allowable time and ampacity for overload operation of overhead transmission line in a short time", Proc. 5th Int. Conf. Electr. Utility Deregulation Restructuring Power Technol. (DRPT), Changsha, China, 2015,
- [104] Wan H., McCalley J. D., and V. Vittal, "Increasing thermal rating by risk analysis", IEEE Trans. Power Syst., vol. 14, no. 3, 1999.
- [105] Bockarjova M., Andersson G., "Transmission line conductor temperature impact on state estimation accuracy", IEEE Lausanne Power Tech., Lausanne, Switzerland, 2007, pp.

- [106] Rahim A. A., Abidin I. Z., Tarlochan F., Hashim M. F., "Thermal rating monitoring of the TNB overhead transmission line using line ground clearance measurement and weather monitoring techniques", 4th Int. Power Eng. Optim. Conf. (PEOCO), Shah Alam, Malaysia, 2010,
- [107] Vasquez W. A., Jayaweera D., Jativa-Ibarra J., "Advanced aging failure model for overhead conductors", IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. (ISGT-Europe), Italy, 2017,
- [108] Wang J. J., Jiang H., Ren F., "The reliability investigation on ACSR splice connector systems used in overhead power transmission lines," in Proc. Int. Conf. Renew. Energies Power Qual. (ICREPQ), Spain, 2012
- [109] CIGRE, "Guide to the Operation of Conventional Conductor System Above 100°C", CIGRE, France, 2016
- [110] IEEE "Guide for Determining the Effects of High-Temperature Operation on Conductors, Connectors, and Accessories", IEEE standard 1283, 2013.
- [111] Li B., Lu N., He Y., "The Contact Performance Analysis of Disconnecting Switch's Fixed Contact", 2017 International Conference on Electronic Industry and Automation (EIA), 2017
- [112] Fujii O., Mizuno Y. Naito K., "Temperature of Insulator as Heated by Conductor", IEEE transactions on power delivery, vol. 22, no. 1, 2007
- [113] Duggal A., Gelot B.N., "Modeling and Analysis of Wire Rope for Transmission Line under Various Loading Conditions", International journal for research in applied science&engineering technology , volume 6, issue III, 2018
- [114] Kühnel C., Bardl R., Stengel D., Kiewitt W., Grossmann S., "Investigations on the mechanical and electrical behaviour of HTLS conductors by accelerated ageing tests", CIGRE Open Access Proc. J., vol. 2017, no. 1, 2017.
- [115] Xu G., McGndh P. B., "Electrical and Thermal Analysis of Polymer Insulator under Contaminated Surface Conditions", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 3, no. 2, 1996
- [116] ABB, "High Voltage Surge Arrester Buyer's Guide, Edition 15", Sweden, 2019

- 
- [117] IEC 60099-5:2013, “Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations”, 2013
- [118] Hileman A. R., “Insulation Coordination for Power Systems”, Marcel Dekker, Inc., New York, 1999.
- [119] . Martinez-Velasco J. A, “Power System Transients: Parameter Determination”, CRC Press, Edition 1, 2009.
- [120] Buldyrev, S. V., Parshani, R., Paul, G., Stanley, H. E., Havlin, S., “Catastrophic cascade of failures in interdependent networks”. Nat. Lett. 464, 2010
- [121] Ratha A., Iggland E., and Andersson, G., “Value of lost load: how much is supply security worth?”, in Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013,
- [122] Ajodhia, V. “Regulating Beyond Price – Integrated Price-Quality Regulation for Electricity Distribution Networks”, Delf: Delft University, 2006
- [123] Rose, A., Oladosu, G., and Salvino, D. (2004). “Regional economic impacts of electricity outages in Los Angeles: a computable general equilibrium analysis,” in Obtaining the Best from Regulation and Competition, eds Crew M. and Spiegel M. (Dordrecht: Kluwer), 2004
- [124] Welle, A., Zwaan, B., “An overview of selected studies on the value of lost load”, Working Paper, Energy Research Centre of the Netherlands (ECN). Amsterdam, 2007
- [125] Schröder T, Kuckshinrichs W., “Value of Lost Load: An Efficient Economic Indicator for Power Supply Security? A Literature Review”, Energy Systems and Policy - Frontiers in Energy Research, 2015

## POPIS OZNAKA I KRATICA

Oznake:

$a$	operator zakreta $e^{j120}$ koji vrši rotaciju fazora za $120^\circ$
$A$	radijus vodiča u snopu
$[B]$	matrica kapacitivnih susceptancija
$B$	susceptancija dalekovoda
$B$	Konstanta izolacije
$c_i(x)$	funkcija smanjenja djelatnih gubitaka
$C_{110\text{ kV}}$	kapacitet 110 kV prijenosne mreže
$C_{220\text{ kV}}$	kapacitet 220 kV prijenosne mreže
$C_{400\text{ kV}}$	kapacitet 400 kV prijenosne mreže
$C$	toplinski kapacitet promatranog elementa
$C_{\text{dok}}$	trošak izrade i ishođenja potrebne dokumentacije
$C_{\text{kap}}$	trošak kapitala
$C_{\text{mreže}}$	kapacitet prijenosne mreže
$C'_{\text{odr}\_dv}$	smanjenje troška održavanja ugradnjom odvodnika prenapona
$C'_{\text{odr}\_odv}$	trošak održavanja odvodnika prenapona
$C_{op}$	trošak odvodnika prenapona
$C_{tro}$	ukupni trošak
$C_p$	toplinski kapacitet vodiča
$CR_i$	smanjenje djelatnih gubitaka za dalekovod $i$
$C_{tro}$	ukupni trošak
$C_{ugr}$	trošak ugradnje odvodnika prenapona
$d_s$	međusobni razmak vodiča u snopu
$d_v$	promjer faznog vodiča

$d_z$	promjer zaštitnog užeta
$D$	razmak između vodiča
$D_c$	koeficijent disipacije konvekcijom,
$D_{ij}$	razmak između vodiča iznad zemlje
$D_g$	srednja geometrijska udaljenost vodiča zaštitnog užeta
$D_{gc}$	razmak između zaštitnih užeta iznad zemlje
$D_m$	srednja geometrijska udaljenost vodiča
$D_r$	koeficijent disipacije zračenjem
$D_s$	vlastita srednja geometrijska udaljenost vodiča
$D_{sc}$	razmak između vodiča iznad zemlje
$D_{ss}$	vlastita srednja geometrijska udaljenost
$E$	električno polje
$E_p$	Euclidijeva udaljenost
$f(x)$	funkcija gustoće vjerojatnosti opterećenja sustava
GMR	nadomjesni radijus
$H$	nadmorska visina
$H_{ii}$	razmak između vodiča iznad zemlje i njihove zrcalne slike
$H_{ij}$	razmak između vodiča iznad zemlje i zrcalne slike vodiča
$H_t$	srednja visina vodiča iznad tla
$I_1$	struja na početku dalekovoda
$I_2$	struja na kraju dalekovoda
$[\bar{I}^{vodiča}]$	vektor struje vodiča
$\bar{I}^{abc}$	vektor struje a, b i c vodiča
$\bar{I}^{pq}$	vektor struje zaštitnog užeta p i q
$I_{k1}$	struja jednopolnog kratkog spoja
$I_{k3}$	struja trolnog kratkog spoja

$I_n$	nazivna odvodna struja odvodnika prenapona, tjemena vrijednost impulsne (udarne) struje valnog oblika 8/20 $\mu$ s
$j\omega L_{ii}$	<i>reaktancija</i> dijagonalnih članova matrice impedancije
$j\omega L_{ij}$	<i>reaktancija</i> vandijagonalnih članova matrice impedancije
J	Jacobijeva matrica
$k_{it}$	koeficijent prenapona pri ispadu opterećenja
$k_{komp}$	faktor kompaktiranja
$k_z$	koeficijent zemljospoja
$K_1, K_2$	faktori koji se koriste pri određivanju preskočne karakteristike izolatorskih lanaca s obzirom na atmosferske prenapone, a ovise o preskočnom razmaku L
$K_a$	atmosferski korekcijski faktor
$K_{cs}$	statistički koordinacijski faktor
$K_p$	koeficijent prenapona
$K_s$	sigurnosni faktor
$K_{x,i,p}$	faktor delte srednje vrijednosti
$K_{x,i,p}$	faktor standardnog odstupanja
[K]	matrica kapacitivnih koeficijenata
m	eksponent potreban za određivanje atmosferskog korekcijskog faktora
m	eksponent koji se kreće u granicama od 0,018 do 0,022
m	masa vodiča
$n_p$	broj izolatora po kilometru
N	broj vodiča
[P]	matrica potencijalnih koeficijenata
$P_1$	radna snaga na početku dalekovoda
$P_{400 \text{ gubici}}$	gubici na 400 kV mreži
$P_c$	odvođenje topline konvekcijom



$P_{\text{flow}}$	snaga na dalekovodu
$P_i$	injektirana djelatna snaga
$P_{ii}$	članovi matrice potencijalnih koeficijenta za vodiče
$P_{ij}$	vandijagonalni članovi matrice potencijalnih koeficijenta
$P_{\text{in}}$	toplina koja se vodi kondukcijom od vodiča preko ovjesne opreme sve do izolatora
$P_{\text{Joule}}$	Joule-vi gubici
$P_{\text{korona}}$	gubici korone
$P_{\text{korona\_mjerjenja}}$	gubici korone iz mjerenja
$P_n$	faktor (određuje se na temelju dijagrama ovisnosti gubitka snage i električnog polja)
$P_{\text{nat}}$	prirodna snaga dalekovoda
$P_{\text{out}}$	toplina koja se vodi do sljedećeg elementa
$P_r$	odvođenje topline zračenjem
$P_s$	toplina sunčevog zračenje
$P_{\text{TTC}}$	snaga na dalekovodu pri razmjeni snage između dva prijenosna sustava
$r$	radijus vodiča
$R$	otpor dalekovoda
$R$	rizika proboja izolacije
$R_l$	otpor vodiča za članove matrica uzdužnih impedancija
$R_{\text{iso}}$	otpor izolatorskog lanca za lijepog vremena
$R_g$	otpor zaštitnog užeta za članove matrica uzdužnih impedancija
$R_{ii}$	otpor dijagonalnih članova matrice impedancije
$R_{ij}$	otpor vandijagonalnih članova matrice impedancije
$R(T_c)$	otpor vodiča za temperaturu $T_c$
$q_c$	odvođenje topline konvekcijom
$q_r$	odvođenje topline radijacijom

$q_s$	zagrijavanje vodiča sunčevim zračenjem
$[\vec{Q}]$	vektor naboja na vodičima
$Q_1$	jalova snaga na početku dalekovoda
$Q_i$	injektirana jalova snaga
$S$	ukupna površina aluminijskog dijela vodiča
$T$	je temperatura izolatora
$T_c$	temperatura vodiča
$T_o$	temperatura okoline
$U$	napon dalekovoda
$U_1$	napon na početku dalekovoda
$U_{10}$	10 % vrijednost preskočnog napona koja odgovara statističkom podnosivom naponu izolacije
$U_{50}$	50 % vrijednost preskočnog napona: $P(U_{50})=0,5$
$U_C$	trajni radni napon odvodnika prenapona
$U_{cw}$	koordinacijski podnosivi napon
$U_{e2}$	vrijednost faznog prenapona prema zemlji za koju postoji 2 % vjerojatnost da bude premašena
$U_{e50}$	50 % vrijednost kumulativne raspodjele faznih prenapona prema zemlji
$U_{et}$	granična vrijednost kumulativne raspodjele $F(U_e)$ faznih prenapona prema zemlji za koju vrijedi: $F(U_e \geq U_{et})=0$
$U_{eqi}$	iznos amplitude i-tog ekvivalentnog privremenog prenapona s trajanjem 10 s
$\vec{U}_f$	napon na kraju dalekovoda
$U_{MAX}$	amplituda prenapona
$U_n$	nazivni napon dalekovoda
$U_0$	napon pri kojem je vjerojatnost preskoka zanemariva

$U_{p2}$	vrijednost linijskog prenapona za koju postoji 2 % vjerojatnost da bude premašena
$U_{p2re}$	linijski reprezentativni prenapon
$U_{pt}$	granična vrijednost kumulativne raspodjele $F(U_p)$ linijskih prenapona
$U_r$	nazivni napon odvodnika
$U_{rw}$	zahtijevani podnosivi napon
$U_{rp}$	reprezentativni prenapon
$U_t$	napon pri kojemu je funkcija razdiobe pojave prenapona jednaka nuli 0
$U_{TOV}$	iznos privremenog prenapona
$U_{TOVit}$	iznos privremenog prenapona pri ispadu tereta
$U_w$	standardni podnosivi napon
$V_1$	napon na početku dalekovoda
$V_2$	napon na kraju dalekovoda
$[\bar{V}]$	vektor napona na vodičima
$[\bar{V}^{vodiča}]$	vektor padova napona vodiča
$\bar{V}^{abc}$	vektor padova napona u fazama a, b i c
$V_i$	iznos napona
$VoLL_i$	jedinična cijena za isporučenu energiju $w_{isp}$
$VoLL_j$	jedinična cijena za neisporučenu energiju $w_{neisp}$
$w_{isp}$	isporučene energija
$w_{neisp}$	neisporučene energija
$w_r$	težinski faktor
$X_C$	kapacitivna reaktancija
$X_L$	induktivna reaktancija
$Y_u$	uzdužna admitancija
$Z$	matrica impedancija

$Z_0$	nulta impedancija
$[\overline{Z}_1^{vodiča}]$	matrica uzdužnih impedancija vodiča
$Z^I$	matrica faznih vodiča
$Z^{II}$	matrica utjecaja zaštitnog užeta na fazne vodiče
$Z^{III}$	matrica utjecaja zaštitnog užeta na fazne vodiče
$Z^{IV}$	matrica zaštitnog užeta
$Z_i$	inverzna impedancija
$Z_d$	direktna impedancija
$Z_{ii}$	dijagonalni članovi matrice impedancije
$Z_{ij}$	vandijagonalni članovi matrice impedancije
$\vec{Z}_f$	impedancija voda s većinom kapacitivnog karaktera
$Z_v$	valna impedancija dalekovoda
$\alpha$	srednja udaljenost prostornog naboja od središta snopa
$\beta$	Peeks faktor
$\delta$	kuta napona
$\delta_1 - \delta_2$	razlika faznog kuta napona
$\delta_i$	fazni kut napona
$\varepsilon_0$	dielektrična konstanta zraka
$\varepsilon_r$	relativna dielektrična konstanta
$\varepsilon$	dielektrična konstanta materijala
$\Delta P$	Joule-vi gubici
$\rho$	specifični otpor tla
$\rho$	električni naboj
$\sigma$	standardna devijacija za određeno rasipanje polova prekidača kod uniformne raspodjele
$\omega$	kružna frekvencija

## Kratice:

2D	dvodimenzionalno
3D	trodimenzionalno
ANSYS	program za simulaciju multifizičkih pojava metodom konačnih elemenata
CIGRÉ	međunarodno vijeće za velike elektroenergetske sustave (fra. Conseil International des Grands Reseaux Electriques)
DTR	dinamičko praćenje temperature vodiča (Dynamic thermal rating)
EES	elektroenergetski sustav
EMTP	program za simulaciju elektromagnetskih prijelaznih pojava (engl. Electromagnetic Transients Program)
FACTS	fleksibilni sustavi energetske elektronike (engl. flexible alternating current transmission system)
FEM	metoda konačnih elemenata (engl. Finite element metod)
IEEE	Institut inženjera elektrotehnike i elektronike (engl. The Institute of Electrical and Electronics Engineers)
HTLS	Visokotemperaturni vodič malog provjesa (eng. High temperature low sag conductors)
MO	Metal oksid
NTC	neto kapacitet razmjene snage između dva prijenosna sustava (engl. <i>Net Transfer Capacity</i> )
OiE	Obnovljivi izvori energije
OPS	Operator prijenosnog sustav
p.u.	per unit
PMU	Sinkronizirano mjerenje fazora (eng. Phasor measurement unit)
PSS-e	program za simulaciju električne mreže (eng. Power System Simulator for Engineers)

---

SCADA	sustav vođenja elektroenergetskog sustava (engl. supervisory control and data acquisition)
SGU	Srednja geometrijska udaljenost
TOV	privremeni prenapon (engl. Temporary overvoltage)
TRM	sigurnosna margina/granica prijenosa (eng. Transmission Reliability Margin)
TTC	kapacitet razmjene snage između dva prijenosna sustava (engl. Total Transfer Capacity)
WAM	široki nadzor prijenosne mreže (engl. Wide Area Monitoring)
VoLL	vrijednost neisporučene energije (engl. Value of Lost Load)

## ŽIVOTOPIS

Ivan Pavičić rođen je 13. siječnja 1981. godine u Zagrebu. U Zagrebu je pohađao srednju elektrotehničku školu i Fakultet elektrotehnike i računarstva, Sveučilišta u Zagrebu na kojem je diplomirao 2005. Iste godine zapošljava se na Zavod za visoki napon i energetiku Zavodu za Fakultet elektrotehnike i računarstva. Od 2007. zaposlen je u HEP - Operatoru prijenosnog sustava na poslovima pripreme izgradnje i izgradnje. Reorganizacijom poduzeća 2014. godine nastavlja raditi u Hrvatskom operatoru prijenosnog sustava u Sektoru za razvoj, investicije i izgradnju, Služba za razvoj gdje sudjeluje u poslovnim procesima vezanima za razvoj prijenosne mreže. Sudjeluje u izradi godišnjih, trogodišnjih i desetogodišnjih Planova razvoja prijenosne mreže Hrvatskog operatora prijenosnog sustava. U navedenom razdoblju postaje član Regionalne grupe Srednjoistočna Europa u okviru Odbora za razvoj sustava ENTSOE (Europske mreže operatora prijenosnih sustava za električnu energiju). Od 2016 prelazi u Sektor za vođenje EES-a gdje radi u odjelu za obračun te je od 2019. stalno zaposlen u Sektor za tržište.

Sudjelovao je na domaćim i međunarodnim konferencijama na kojima je objavio znanstvene radove iz područja istraživanja. Znanstveno istraživački interesi vezani su uz problematiku dalekovoda u prijenosnoj mreži. Glavna razmatranja o ponašanju dalekovoda u prijenosnoj mreži su određivanje mogućnosti povećanja kapaciteta dalekovoda, izračuni gubitaka 400 kV dalekovoda, određivanja tehničkih karakteristika dalekovoda u pogonu i koordinacija izolacije s obzirom na sklopne i atmosferske prenapone.

### **Znanstveni radovi objavljeni u časopisu A kategorije:**

Pavičić I., Holjevac N., Ivanković I., Brnobić D., “Model for 400 kV Transmission Line Power Loss Assessment Using the PMU Measurements”, *Energies* 14(17), 2021

Pavičić I., Pavić I., “Investigation of influence of HTLS and compact design in transmission network considering transmission capacity and losses”, *Tehnički vjesnik* Vol. 23/No.3, 2022

**Znanstveni radovi u zbornicima skupova s međunarodnom recenzijom:*****iz područja doktorskog istraživanja:***

Pavičić I., Ivanković I., Župan A., Rubeša R., Rekić M., “Advanced Prediction of Technical Losses on Transmission Lines in Real Time”, 2nd Smagrimet, Split, 2019

Pavičić I., Ivanković I., Rubeša R., Rekić M., “Određivanje gubitaka korone na prijenosnim vodovima pomoću PMU uređaja“, 14. Savjetovanje BH K/O Cigre, Neum, 2019

***ostali radovi:***

Pavičić I., Župan A., Cazin S., “Challenges of the transmission system operator to managing distributed generation and consumption”, Smagrimet, Split 2018

Teklić Lj., Filipović-Grčić B., Pavičić I., “Artificial Neural Network Approach for Locating Faults in Power Transmission System”, IEEE Eurocon 2013 Conference, Zagreb, 2013

**Ostali radovi u časopisima ili zbornicima skupova s recenzijom:*****iz područja doktorskog istraživanja:***

Pavičić I., Teklić Lj. Pavić I., “Primjena kompaktnih dalekovoda u urbanim sredinama“, 9. savjetovanje HRO CIGRE, Cavtat, 2008

Pavičić I., Pavić I., Grgić D., Župan A., “Moguće primjene numeričkih metoda prilikom konstruiranja/projektiranja nadzemnih vodova visokog napona“, 12. savjetovanje HRO CIGRE, Šibenik, 2015

Luburić Z., Pavičić I., Valentić V., “Popis problema i prijedlog rješenja vezanih za integraciju velike količine vjetra“, Tehničko izvješće, 2016

Pavičić I., Ivanković I., Šturlić I., Avramović B., Mance M., “Praćenje gubitaka za vodove prijenosne mreže“, 13. simpozij o sustavu vođenja EES-a, Rovinj, 2018

***ostali radovi:***

Ćurlin S., Teklić Lj., Pavičić I., “Analiza i varijante priključenja DV 2x110 kV Rakitje-Botinec na prijenosnu mrežu“, 10. savjetovanje HRO CIGRÉ, Cavtat, 2010



## BIOGRAPHY

Ivan Pavičić was born on 13 January 1981 in Zagreb. In Zagreb he enrolled and graduated in 2005 at the Faculty of Electrical Engineering and Computing in Zagreb. The same year he has been employed at the Faculty of Electrical Engineering and Computing in Zagreb, Department of High Voltage and Power Systems. Since 2007 he has been employed at the HEP – transmission system operator, today Croatian Transmission System Operator (HOPS).

From 2014 Ivan Pavičić is a member of research and development department in which he participate in preparation of annual, three year and ten year transmission development plan of Croatian transmission system operators. He also performs duties as a member of the Regional Group Central Eastern Europe and active role in Committee on Development system ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

During the scientific research he participated on numerous national and international conferences, where he published scientific articles in the field of research. The main areas of scientific research interests are related to, modeling elements of the OHL and possible ways to increase capacity of OHL, losses on 400 kV, technical parameters of transmission lines considering lightning and switching overvoltages.