

**МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ
СИСТЕМИ – СИГРЕ, СКОПЈЕ**

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО–СИГРЕ

СЕКЦИЈА III: МРЕЖИ

ГРУПА 38: АНАЛИЗА НА ЕЕС

СТРУЧЕН ИЗВЕСТУВАЧ: Проф. Димитар Костов, Технички факултет – Битола

ИЗВЕШТАЈ НА СТРУЧНИОТ ИЗВЕСТУВАЧ

За второто советување на МАКО СИГРЕ во проблематиката што се обработува во групата 38 се напишани вкупно 4 труда и притоа сите се класифицирани како реферати.

**P38-01 д-р Ристо Ачковски, м-р Мирко Тодоровски: "НОВА ПОСТАПКА ЗА
АНАЛИЗА НА КУСИТЕ ВРСКИ ВО СЛОЖЕНИ ЕЕС".**

Во овој труд е изложен методот на сумирање на адмитанции (МСА), применет за пресметка на струите на куси врски во сложени ЕЕС. Кај овие мрежи кои се сложено-затворени, се зема предвид односот m/n кој претставува однос помеѓу бројот на меродавните контури и бројот на независните јазли во мрежата. Колку се мрежите поголеми и посложени, толку е овој однос помал. Оваа околност се користи како предност бидејќи место да се работи со матрицата на импеданции на независните јазли, која има димензии $n \times n$, ќе се оперира со Тевененовата матрица која има димензии $m \times m$ и која е многу помала од претходната. За објаснение на методот, во трудот е даден илустративен пример прикажан на сл. 1 и на сликите 2.1 до 2.6. Постапката е применета за решавање на струите на куси врски во ЕЕС на Република Македонија.

Во табелата II е направена споредба меѓу класичниот и предложениот метод од каде се гледаат големите предности на предложениот метод, базиран на примената на МСА, во поглед на потребното време за пресметка.

**P38-02 д-р Драгослав Рајчиќ, м-р Мирко Тодоровски: "ПРЕТСТАВУВАЊЕ НА
ТРАНСФОРМАТОРИ ПРИ ПРЕСМЕТКИ НА КУСИТЕ ВРСКИ ВО
ДИСТРИБУТИВНИТЕ МРЕЖИ".**

И во овој труд е изложен методот на сумирање на адмитанции (МСА), применет за пресметка на струите на куси врски во дистрибутивните мрежи, под претпоставка потрошувачите да се претстават со константни импеданси. Притоа, пресметките се изведуваат во фазен домен.

Методот на сумирање на адмитанции во трудот е дополнет со претставување на електроенергетските трансформатори и нивното влијание во случај на куси врски во електродистрибутивната мрежа од радијален тип. Во трудот е наведен и

илустриран пример како еднополна шема на тест мрежа а потоа се дадени резултатите табеларно. Притоа, респектирајќи го преносниот однос на трансформаторите и нивното оптоварување, се добиваат поточни резултати за големината на струите на куси врски.

P38-03 д-р Александар Динитровски: "ПРЕСМЕТКА НА РАДИЈАЛНИ ДИСТРИБУТИВНИ МРЕЖИ СО ФАЗИ ПОДАТОЦИ"

Во трудот е прикажан нов пристап за пресметка на состојбата во радијалните дистрибутивни мрежи (РДМ). Тој базира на примената на теоријата на фази множества. Со оглед на фактот дека примената на оваа теорија во последно време е во голем подем, јасно е дека обработената тема е актуелна и особено интересна.

Изложената методологија за пресметка на состојбата во РДМ ја вклучува и несигурноста во познавањето на влезните податоци која нема статистичка природа. За таа цел, авторот ја користи теоријата на фази множества и ги моделира несигурните податоци како фази броеви кои претставуваат специјален случај на фази множества. Даден е и кус осврт врз елементите на фази математиката кои подоцна се користат во фази методот за пресметка на РДМ а кој всушност претставува фази-варијанта на детерминистичкиот метод за истата намена, познат под називот "метод сумирање на моќности". Претходно, на еден сосем едноставен пример, авторот ја појаснува самата постапка на фази-пресметката. На крајот од трудот, за илустрација на употребливоста на предложениот пристап, е даден еден референтен дистрибутивен систем, преземен од литературата и прикажани се резултатите од фази-пресметките на состојбата во него. Тие резултати, добиени во рамките на само една пресметка, во себе ги содржат сите можни информации и неизвесности, кои произлегуваат од несигурноста на податоците.

P38-04 Трајче Черепналковски, Бранко Матевски, Радмила Соколова, Елизабета Бадаровска, "АНАЛИЗА НА ВН ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО ПОЛОШКИОТ РЕГИОН И ПРЕДЛОЗИ ЗА ПОЈАЧУВАЊЕ"

Во трудот е накусо изложен дел од анализите и резултатите од "Елаборатот за распределба на моќноста на ЕЕС во полошкиот регион, со можни решенија", изработен во 1996 г. од авторите на овој труд при Секторот за развој и инвестиции на Ј.П. "Електростопанство на Македонија".

Најнапред е прикажана постојната состојба со оптоварувањата на елементите од ЕЕС во полошкиот регион и е образложена потребата од ваквите анализи. Потоа е накусо опишана применената методологија и разгледуваните варијанти за локално појачување на ВН мрежа и нивните основни карактеристики. Направен е и избор на најповолна варијанта за појачување на мрежата.

Резултатите од извршените анализи се прикажани во сублимирана форма и е подетално опишано предложеното решение за локалното појачување на ВН преносна мрежа, согледано во периодот на изработката на споменатиот елаборат. Во меѓувреме се направени дополнителни анализи, согледувања и оценки на изводливоста на самото решение (обезбедување коридори, меѓусебно влијание со постојните објекти, координирање со разни зафати за ревитализација и сл.). Како резултат на тоа, решението предложено со Елаборатот е дополнето и надградено со неговата практична изводливост и е веќе во фаза на реализација.

ПРАШАЊА ЗА ДИСКУСИЈА

1. Каква ќе биде предноста на методот, предложен во рефератот P38.01, над класичните методи за решавање на кусите врски кои базираат на примената на матрицата на импеданции \underline{Z} во случаите кога се работи за големи интерконекиции кои можат да содржат и илјадници јазли.
2. Дали е можно со постапката изложена во рефератот P38.02 за пресметување на струите на куси врски во дистрибутивните мрежи да се опфати и случајот кога статичките карактеристики на потрошувачите имаат произволен облик $P(U)$ и $Q(U)$. Ако оваа постапка, која оперира со актуелните преносни односи на енергетските трансформатори, ја прогласиме за сосема точна, колкави се тогаш грешките во пресметките вршени со вообичаените постојни методи.
3. Со кои проблеми се среќава аналитичарот/планерот на една дистрибутивна мрежа (систем) при прибирањето на подлогите, неопходни за идните анализи. Какви недоречености и неизвесности се опфаќаат со фази-броевите и кои практични проблеми можат да се решаваат со помош на методот предложен во рефератот P38-03.
4. Која од варијантите за локално појачување на високонапонската мрежа во полошкиот регион, опишани со рефератот P38.04 е прифатена како конечна и кои се нејзините карактеристики. Кои биле причините за нејзиното усвојување.

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ, СКОПЈЕ

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО-СИГРЕ

Проф. д-р Драгослав Рајчиќ, Скопје
Христафил Грозданоски, дипл.ел.инж, ЈП Електростопанство на Македонија,
Подружница Електродистрибуција Охрид

СПЕЦИФИЧНИ ГОДИШНИ ТРОШОЦИ ЗА ДИСТРИБУТИВНИ МРЕЖИ

КРАТКА СОДРЖИНА

Во трудот е опишана постапка за пресметка на годишни трошоци за дистрибутивна мрежа на површина со плоштина од еден квадратен километар (наречени специфични годишни трошоци). Притоа е претпоставено дека: површинската густина на оптоварувањето е константна, сите трансформатори среден/низок напон се со еднакви номинални моќности, сите трансформатори се номинално оптоварени, сите нисконапонски изводи имаат еднакви напречни пресеци на фазните спроводници и во нисконапонските изводи (без отцепи) загубата на напонот не е поголема од 3%.

Врз основа на резултатите од направените пресметки извлечени се заклучоци што можат да бидат корисни при планирањето и проектирањето на дистрибутивни мрежи на поголеми површини.

SUMMARY

A procedure for calculation annual expense for a distribution network per square kilometre is described in this paper. The suppositions are: load per square kilometre is constant, all transformers medium/low voltage have the same ratings, all transformers have nominal loading, all low voltage lines have the same cross section, voltage drop at each low voltage line does not exceed 3%.

Considering results obtained some conclusions were made. They can be useful in planning and designing distribution networks on larger areas.

Клучни зборови: Површинска густина на оптоварување, Годишни трошоци за дистрибутивна мрежа, Специфични годишни трошоци за дистрибутивна мрежа.

1. ВОВЕД

Годишните трошоци за дистрибутивните мрежи претставуваат значителен дел од годишните трошоци за целиот електроенергетски систем. Поради тоа е неопходно при планирањето, проектирањето и експлоатацијата на дистрибутивните мрежи да се искористат сите можности со кои годишните трошоци за тие мрежи се сведуваат на оптимална вредност.

Во овој труд е објаснета постапка за пресметка на годишните трошоци за дистрибутивна мрежа по единица површина, наречени специфични годишни трошоци за дистрибутивна мрежа. Тие трошоци зависат од повеќе параметри. За да се согледа влијанието на одделни параметри направени се соодветни пресметки на моделот. Притоа е претпоставено дека:

- оптоварувањето е рамномерно распределено по површината;
- една трансформаторска станица среден/низок напон напојува потрошувачи на површина во вид на квадрат;
- сите трансформаторски станица среден/низок напон имаат трансформатори со еднакви номинални моќности;
- сите нисконапонски изводи на една трансформаторска станица се со меѓусебно еднакви должини и напречни пресеци.

Во пресметките не се земени предвид трошоците за припадните среднонапонски водови. При пресметките се користени цените за нисконапонски водови и трансформаторски станици што се користат во ЈП iElektrostopanstvo на Македонија.

За потребите на ова истражување е соодветно модифициран познатиот математички модел за пресметка на годишни трошоци за дистрибутивна мрежа. Со негова помош се добиени резултати за поголем број различни случаи. Врз основа на добиените резултати се извлечени заклучоци што можат да се користат во практиката.

2. ИНВЕСТИЦИОНИ ТРОШОЦИ ЗА НИСКОНАПОНСКИ ВОДОВИ

Инвестиционите трошоци за еден нисконапонски вод можат да се прикажат составени од два дела. За водовите со еднакво напонско ниво и со приближно еднакви услови на градба износот на првиот дел од трошоците не е зависен од плоштината на напречниот пресек на фазните спроводници на водот. За вод со единична должина тој дел на трошоците ќе го означиме со d . При наведените услови вториот дел на трошоците е пропорционален на плоштината на напречниот пресек на фазните спроводници на водот. За вод со единична должина соодветниот коефициент на пропорционалност ќе го означуваме со h . Со тоа вкупните инвестициони трошоци за вод со должина l и плоштина на напречниот пресек на спроводниците F можат да се напишат во вид:

$$E_{\text{вод}} = (d + h \cdot F) \cdot l. \quad (2.1)$$

Вредностите на параметрите d и h од равенката (2.1) се определуваат врз основа на расположивите податоци за вкупните трошоци при изградба на водови. Во овој труд се користени податоци за вкупните инвестициони трошоци за некои нисконапонски кабелски водови со спроводници од алуминиум, дадени во табела I.

Табела I Инвестиции за нисконапонски кабелски водови

Стандардна ознака на кабелот	Цена за трифазен кабелски вод во денари за метар					
	Фабрична цена	Манипулативни трошоци	Штитници од ПВХ	Ископ	Полагање	Вкупно
PP 41 A 4×16 0,6/1 kV	111,00	17,00	80,00	210,00	43,00	461,00
PP 41 A 4×25 0,6/1 kV	150,60	23,00	80,00	210,00	49,00	513,00
PP 41 A 4×50 0,6/1 kV	259,20	39,00	80,00	210,00	55,00	643,00
PP 41 A 4×95 0,6/1 kV	414,00	62,00	80,00	210,00	97,00	863,00
PP 41 A 4×150 0,6/1 kV	546,00	82,00	80,00	210,00	169,00	1090,00

Врз основа на податоците за вкупните инвестициони трошоци за кабелските водови со различна плоштина на напречниот пресек на фазните спроводници, дадени во табелата I, со примена на методот познат под името метод на најмали квадрати се определени вредностите:

$$d = 398 \text{ денари/m}$$

и

$$h = 4,7 \text{ денари/(m}\cdot\text{mm}^2\text{)}.$$

3. ИНВЕСТИЦИОНИ ТРОШОЦИ ЗА ТРАНСФОРМАТОРСКИ СТАНИЦИ 10/0,4 kV/kV

Вкупните инвестициони трошоци за една трансформаторска станица среден/низок напон можат да се прикажат како сума од два дела. Едниот дел го сочинуваат трошоците што се независни од номиналната моќност на вградениот трансформатор. Тој дел на трошоците ќе го означиме со d' . Другиот дел се трошоците чиј износ е пропорционален на номиналната моќност на вградениот трансформатор, $S_{\text{ном}}$. Ако соодветниот коефициент на пропорционалност го означиме со h' , за вкупните инвестициони трошоци за една трансформаторска станица може да се напише:

$$E_{\text{т.с.}} = d' + h' \cdot S_{\text{ном}}. \quad (3.1)$$

Вредноста на параметрите d' и h' се определуваат со примена на методот на најмали квадрати. При тоа се користат податоците за вкупните инвестициони трошоци за трансформаторски станици 10/0,4 kV/kV, со различни номинални моќности на инсталираните трансформатори. Такви податоци се дадени во табела II. Податоците се однесуваат на трансформаторските станици што се монтажно бетонски со: три среднонапонски ќелии, нисконапонска табла и осум нисконапонски изводи.

Со користење на податоците од табелата II се определени вредностите:

$$d' = 1740288,125 \text{ денари}$$

и

$$h = 535,75 \text{ денари/kVA}.$$

Табела II Инвестиции за трансформаторски станици 10/0,4 kV/kV

$S_{\text{ном.}}$ на трансформ. kVA	Градежни работи ден.	Зазем-јувач ден.	Изводна ќелија 10 kV ден.	Графо ќелија 10 kV ден.	Нисконапонска табла ден.	Трансформатор ден.	Монтажа 15% ден.	Завршни работи ден.	Вкупно ден.
400	360000	60000	301420	168130	297970	396770	237260	110000	1931550
630	360000	60000	301420	168130	297970	536760	258640	110000	2092920
1000	360000	60000	301420	168130	297970	714820	285350	110000	2297690
1600	360000	60000	301420	168130	297970	963580	322665	110000	2583765

4. ГОДИШНИ ТРОШОЦИ ЗА ТРАНСФОРМАТОРСКА СТАНИЦА И ПРИПАДНАТА НИСКОНАПОНСКА МРЕЖА

Годишните трошоци за еден нисконапонски вод ($D_{\text{вод}}$) можат да се прикажат како сума од два вида трошоци [1]. Првиот вид трошоци ($D'_{\text{вод}}$) не зависи од начинот на користењето на водот и неговиот износ е пропорционален на вкупните инвестициони трошоци за водот. Соодветниот коефициент на пропорционалност (т.е. просечната годишна трошкова квота) ќе го означуваме со $p_{\text{в}}$. Овој вид трошоци го сочинуваат трошоците за: амортизација, тековно и инвестиционо одржување, придонеси, премии за осигурување, разни членарини и дел за платите на персоналот. Тука не влегуваат евентуалните трошоци за отплата на кредитите ако тие се користени за градба на водот, но влегуваат каматите на тие кредити. Според тоа, за овој вид трошоци може да се напише:

$$D'_{\text{вод}} = p_{\text{в}} \cdot E_{\text{вод}} = p_{\text{в}} \cdot (d + h \cdot F) \cdot l. \quad (4.1)$$

Вториот вид на годишните трошоци ($D''_{\text{вод}}$) е зависен од начинот на користењето на водот. Поточно, тој е еднаков на годишните трошоци за загубената електрична моќност и енергија во водот.

Нека со $\Delta P_{\text{в}}$ ги означиме загубите на моќност во водот при годишното врвно оптоварување. Тогаш годишните загуби на електрична енергија во водот можат да се пресметаат со равенката:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{в}} \cdot \tau, \quad (4.2)$$

каде што τ е т.н. време на загуби што се определува со равенката:

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} \Delta P(t) \cdot dt}{\Delta P_{\text{в}}}. \quad (4.3)$$

Нека со $c_{\text{м}}$ ја означиме просечната месечна цена на изгубениот kW при врвна електрична моќност во водот, а со $c_{\text{е}}$ ја означиме просечната цена на kWh изгубена електрична енергија во водот. Сметајќи дека врвната моќност е еднаква во сите месеци од годината, за вториот вид на годишните трошоци можеме да напишеме:

$$D''_{\text{вод}} = 12 \cdot P_{\text{в.}} \cdot c_{\text{м.}} + P_{\text{в.}} \cdot \tau \cdot c_{\text{е.}} = P_{\text{в.}} \cdot (12 \cdot c_{\text{м.}} + \tau \cdot c_{\text{е.}}). \quad (4.4)$$

Имајќи ги предвид равенките (4.1) и (4.4), по воведување:

$$C = 12 \cdot c_{\text{м.}} + \tau \cdot c_{\text{е.}}, \quad (4.5)$$

за вкупните годишни трошоци за водот следува:

$$D_{\text{вод}} = D'_{\text{вод}} + D''_{\text{вод}} = p_{\text{в.}} \cdot (d + h \cdot F) \cdot l + \Delta P_{\text{в.}} \cdot C. \quad (4.6)$$

Претпоставуваме дека со дистрибутивната мрежа се напојува подрачје со константна површинска густина на привидното оптоварување. При врвното оптоварување на мрежата таа густина ќе ја означиме со σ . Притоа, секоја трансформаторска станица среден/низок напон напојува подрачје со површина во вид на квадрат и се наоѓа во неговото средиште. Освен тоа, ќе претпоставиме дека од трансформаторската станица излегуваат n еднакви нисконапонски водови (или изводи) и дека сите водови се еднакво оптоварени. Оптоварувањето на секој од нисконапонските водови е со линеарно растечка распределба на оптоварувањето. Ако вкупната активна отпорност на еден од изводите е R , а струјата на неговиот почеток е I_1 , тогаш, според [2] (страница 77), загубата на активната моќност во водот е $1,6 \cdot R \cdot I_1^2$.

Со тоа, равенката (4.6) може да се напише во вид:

$$D_{\text{вод}} = p_{\text{в.}} \cdot (d + h \cdot F) \cdot l + 1,6 \cdot R \cdot I_1^2 \cdot C. \quad (4.7)$$

Имајќи предвид дека со F е означена плоштината на напречниот пресек на еден од фазните спроводници на водот, ако со ρ сезначи специфичната отпорност на материјалот од кој спроводниците се направени, од равенката (4.7) за вкупните годишни трошоци на еден вод следува:

$$D_{\text{вод}} = p_{\text{в.}} \cdot (d + h \cdot F) \cdot l + 1,6 \cdot \rho \cdot C \cdot I_1^2 \cdot \frac{l}{F}. \quad (4.8)$$

Годишните трошоци за сите n нисконапонски водови (изводи) на една трансформаторска станица среден/низок напон ќе бидат:

$$D_{\text{водови}} = n \cdot p_{\text{в.}} \cdot (d + h \cdot F) \cdot l + 1,6 \cdot n \cdot \rho \cdot C \cdot I_1^2 \cdot \frac{l}{F}. \quad (4.9)$$

Ако вкупните годишни трошоци за сите n водови се диференцираат по F и добиениот израз се прирамни на нула, ќе се добие равенката:

$$p_{\text{в.}} \cdot h - 1,6 \cdot \rho \cdot C \cdot I_1^2 \cdot \frac{1}{F^2} = 0. \quad (4.10)$$

Од равенката (4.10) за оптималниот напречен пресек следува:

$$F_{\text{опт.}} = I_1 \cdot \sqrt{\frac{1,6 \cdot \rho \cdot C}{p_{\text{в.}} \cdot h}}, \quad (4.11)$$

односно, оптималната густина на струја изнесува:

$$J_{\text{опт.}} = \frac{I_1}{F_{\text{опт.}}} = \sqrt{\frac{p_{\text{в.}} \cdot h}{1,6 \cdot \rho \cdot C}}. \quad (4.12)$$

Како што може да се забележи од равенката (4.12), оптималната густина на струјата е иста за сите нисконапонски изводи кои се изведени со спроводници од ист материјал, независно од нивниот број и напречен пресек. Таа, главно, зависи од економските параметри.

Аналогно на претходното и вкупните годишни трошоци за трансформаторска станица среден/низок напон можат да се претстават како сума од два дела. Делот што не зависи од режимот на користењето на трансформаторската станица се добива кога со просечната годишна трошковна квота за овој вид опрема, $p_{\text{т.с.}}$, се помножат вкупните инвестициони трошоци за трансформаторската станица, дадени со равенката (3.1). Вториот дел го сочинуваат годишните трошоци за загубената енергија во трансформаторот. Така за вкупните годишни трошоци за една трансформаторска станица може да се напише:

$$D_{\text{т.с.}} = p_{\text{т.с.}} \cdot (d' + h' \cdot S_{\text{ном.}}) + \Delta P_{\text{тр.}} \cdot C, \quad (4.13)$$

каде што со $\Delta P_{\text{тр.}}$ е означена загубата на активната моќност во трансформаторот при врвното оптоварување.

Врз основа на равенките (4.9) и (4.13), вкупните годишни трошоци за една трансформаторска станица среден/низок напон и за припадната нисконапонска мрежа можат да се напишат во вид:

$$D_1 = n \cdot p_{\text{в.}} \cdot (d + h \cdot F) \cdot l + 1,6 \cdot \rho \cdot n \cdot C \cdot I_1^2 \cdot \frac{l}{F} + p_{\text{т.с.}} \cdot (d' + h' \cdot S_{\text{ном.}}) + \Delta P_{\text{тр.}} \cdot C, \quad (4.14)$$

каде што:

$$l = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{ном.}}}{\sigma}} \quad (4.15)$$

е половина од должината на површината во вид на квадрат, што се напојува од еден трансформатор среден/низок напон (односно должина на нисконапонски извод), додека струјата на почетокот на нисконапонскиот извод е определена со равенката:

$$I_1 = \frac{S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном.}}}. \quad (4.16)$$

5. ВКУПНИ ГОДИШНИ ТРОШОЦИ ЗА ТРАНСФОРМАТОРСКИ СТАНИЦИ СРЕДЕН/НИЗОК НАПОН И ПРИПАДНИТЕ НИСКОНАПОНСКИ МРЕЖИ НА ЕДИНИЧНА ПОВРШИНА

Да набљудуваме едно подрачје чија густина на привидното оптоварување е σ . На подрачјето нека има N трансформаторски станици среден/низок напон. Плоштината на подрачјето нека е A . Вкупните годишни трошоци за сите трансформаторски станици и соодветните нисконапонски водови на целото подрачје ќе бидат:

$$D = N \cdot \left[n \cdot p_{\text{в.}} \cdot (d + h \cdot F) \cdot l + 1,6 \cdot \rho \cdot n \cdot C \cdot I_1^2 \cdot \frac{l}{F} + p_{\text{т.с.}} \cdot (d' + h' \cdot S_{\text{НОМ.}}) + \Delta P_{\text{тр.}} \cdot C \right]. \quad (4.17)$$

Претпоставуваме дека сите трансформатори се оптоварени со номинална моќност. Тогаш вкупното оптоварување на целата површина е еднакво на сумата на номиналните моќности на сите трансформатори и може да се напише:

$$N \cdot S_{\text{НОМ.}} = A \cdot \sigma,$$

од каде што следува:

$$N = A \cdot \frac{S_{\text{НОМ.}}}{\sigma}. \quad (4.18)$$

Ако изразот за N од равенката (4.18) и изразот за I_1 од равенката (4.16) се заменат во равенката (4.17), по делењето со A , за специфичните годишни трошоци на дистрибутивна мрежа (т.е. годишни трошоци за дистрибутивна мрежа на површина со плоштина еден квадратен километар) добиваме:

$$D' = \frac{\sigma}{S_{\text{НОМ.}}} \cdot \left[n \cdot p_{\text{в.}} \cdot (d + h \cdot F) \cdot l + 1,6 \cdot \frac{C \cdot \rho \cdot l \cdot S_{\text{НОМ.}}^2}{3 \cdot U_{\text{НОМ.}}^2 \cdot n \cdot F} + p_{\text{т.с.}} \cdot (d' + h' \cdot S_{\text{НОМ.}}) + \Delta P_{\text{тр.}} \cdot C \right]. \quad (4.19)$$

5. РЕЗУЛТАТИ ОД ПРЕСМЕТКИТЕ

Користејќи го развиениот математички модел направени се пресметки со цел да се истражи влијанието на одделни големини врз специфичните годишни трошоци за дистрибутивна мрежа.

Освен тие што се порано наведените користени се и следниве параметри:
 $U_{\text{НОМ.}} = 400 \text{ V}$; $\rho = 0,030 \text{ } \Omega / \text{m} / \text{mm}^2$; $p_{\text{в.}} = 0,12$; $p_{\text{т.с.}} = 0,15$.

Всушност, во направените пресметки, наместо да се користат податоците за плоштината на напречниот пресек на кабелот и специфичната отпорност на материјалот од кој што тој е направен, користен е каталошкиот податок за активна отпорност на кабелот по единица должина.

Пресметките на специфични годишни трошоци се направени земајќи:

- различни површински густини на привидното врвно оптоварување;
- различни номинални моќности на трансформаторите среден/низок напон;

- различни цени за kW врвна моќност, различни цени за kWh загубена електрична енергија во мрежата и различни $\dot{v}remiwa$ на загуби;
- загубата на напонот во нисконапонските изводи (не сметајќи ги отцепите) да не е поголема од 3%.

Оптималните густини на струја, пресметани со равенката (4.12) за разни вредности на C , се дадени во табелата III.

Табела III Оптимални густини на струја за разни вредности на C

C денари/(kW·година)	5000	10000	20000	30000
Оптимална густина на струја	1,533 A/mm ²	1,084 A/mm ²	0,766 A/mm ²	0,626 A/mm ²

Поради фактот што при промена на C се менува и оптималната густина на струја, при пресметките на специфични годишни трошоци за дистрибутивна мрежа, бројот на нисконапонските изводи по трансформатор и бројот на кабли по извод е определуван со цел да се постигне приближно еднаква густина на струја во изводите, блиска до оптималната, независно од номиналната моќност на трансформаторот среден/низок напон.

Пресметаните вредности на специфичните годишни трошоци за дистрибутивна мрежа се прикажани во табелите IV и V. Во табелите IV и V за секоја номинална моќност на трансформатор среден/низок напон е даден бројот на нисконапонските изводи и бројот на каблите по извод. Притоа, 4×120 означува дека има 4 нисконапонски изводи по трансформатор и дека секој извод е изведен со по еден кабел чиј напречен пресек на фазните жили е 120 mm², додека со 8×2×150 е означено дека има 8 нисконапонски изводи по трансформатор и дека секој од нив е изведен со по два кабла чиј напречен пресек на фазните жили е 150 mm². Ако во полето предвидено за специфичните годишни трошоци стои црточка тоа означува дека со избраните параметри загубата на напонот во нисконапонските изводи (без отцепи) е поголема од 3%.

Резултатите во табелата IV се однесуваат на мрежите со различни номинални моќности на трансформатори. Но, бројот на нисконапонските изводи и нивниот напречен пресек кај трансформаторските станици со различни номинални моќности на трансформаторите се избирани така што густината на струјата да биде приближно еднаква и многу да не се разликува од оптималната. Во табелата IV се прикажани две групи резултати. Едните се добиени земајќи дека е $C=10000$ денари/(kW·година), додека другите се добиени земајќи дека е $C=20000$ денари/(kW·година). Според оценката на авторите, во нашите услови вредноста на овој параметар е околу 10000 денари/(kW·година). Но, реално е да се очекува пораст како на цените за електричната моќност и енергија така и на времето на загубите. Поради тоа се прикажани и резултатите за $C=20000$ денари/(kW·година). Тоа е направено со цел да се согледа дали при тие услови доаѓа до промени во приоритетот на трансформаторите.

Резултатите во табелата V се однесуваат на мрежите со различни номинални моќности на трансформатори, при што бројот на нисконапонските изводи и нивниот напречен пресек се избирани така што густината на струјата да биде приближно еднаква за секоја група испитувани случаи. Прикажани се два случаја. Во првиот случај густините на струите се доста поголеми од оптималната, а во вториот тие се малку помали од оптималната.

Табела IV Специфични годишни трошоци за дистрибутивни мрежи
со меѓусебно еднакви густини на струја блиски до оптималните
(во илјади денари/km²)

σ kVA/ km ²	C=10000 денари/(kW·година)				C=20000 денари/(kW·година)			
	Номинална моќност на трансформат. 400 kVA 630 kVA 1000 kVA 1600 kVA				Номинална моќност на трансформат. 400 kVA 630 kVA 1000 kVA 1600 kVA			
	Број и пресек на изводите 4×120 4×185 8×150 8×240				Број и пресек на изводите 4×185 8×150 8×240 8×2×185			
	Постигната густина на струја (A/mm ²) 1,203 1,229 1,203 1,203				Постигната густина на струја (A/mm ²) 0,780 0,758 0,752 0,780			
1000	–	–	–	–	1836	1839	–	–
2000	2636	–	–	–	3188	3035	3065	–
3000	3708	3111	–	–	4460	4126	4110	4243
4000	4748	3924	3893	–	5691	5162	5092	5179
5000	5769	4714	4613	–	6896	6163	6035	6066
6000	6775	5487	5312	–	8082	7139	6948	6919
7000	7770	6248	5994	5609	9254	8097	7841	7745
8000	8727	6999	6663	6194	10414	9039	8716	8550
9000	9736	7742	7321	6767	11565	9970	9578	9337
10000	10710	8478	7970	7330	12709	10890	10427	10111
11000	11679	9208	8612	7884	13846	11802	11267	10872
12000	12643	9934	9248	8430	14978	12706	12098	11622

Табела V Специфични годишни трошоци за дистрибутивни мрежи
со различни густини на струја (во илјади денари/km²)

σ kVA/ km ²	C=10000 денари/(kW·година)				C=10000 денари/(kW·година)			
	Номинална моќност на трансформат. 400 kVA 630 kVA 1000 kVA 1600 kVA				Номинална моќност на трансформат. 400 kVA 630 kVA 1000 kVA 1600 kVA			
	Број и пресек на изводите 4×95 4×150 4×240 8×185				Број и пресек на изводите 4×150 4×240 8×185 8×2×150			
	Постигната густина на струја (A/mm ²) 1,519 1,516 1,504 1,560				Постигната густина на струја (A/mm ²) 0,962 0,947 0,975 0,962			
1000	–	–	–	–	1507	–	–	–
2000	–	–	–	–	2641	2258	–	–
3000	3753	–	–	–	3715	3106	3127	–
4000	4800	4000	–	–	4756	3918	3876	3856
5000	5827	4798	–	–	5778	4707	4594	4513
6000	6839	5579	–	–	6784	5479	5291	5144
7000	7839	6348	5804	–	7780	6240	5971	5755
8000	8830	7106	6460	–	8768	6990	6638	6350
9000	9814	7855	7106	–	9748	7732	7295	6933
10000	10792	8597	7744	–	10722	8468	7943	7505
11000	11765	9333	8375	8104	11692	9198	8584	8067
12000	12733	10064	9000	8660	12657	9923	9218	8621

6. ЗАКЛУЧОЦИ

Изложениот метод е употребен за пресметка на специфични годишни трошоци за дистрибутивни мрежи при различни површински густини на оптоварувањето и со различни технички и економски параметри. Добиените резултати овозможуваат да се извлечат неколку општи заклучоци.

1. Од табелите IV и V се гледа дека од две дистрибутивни мрежи со еднакви номинални моќности на трансформаторите среден/низок напон и со еднакви сите останати параметри, освен напречните пресеци на нисконапонските изводи, пониски специфични годишни трошоци има мрежата кај која густината на струјата во нисконапонските изводи помалку се разликува од оптималната. Но, и при голема релативна промена на густините на струите (каква што е прикажана во табелата V) не мора да се јават големи релативни промени на специфичните годишни трошоци, иако е можна промена во приоритетот на трансформаторите.
2. Од сите дистрибутивни мрежи кај кои густините на струите во нисконапонските изводи се меѓусебно еднакви и блиски до оптималната, при површински густини на оптоварувањето поголеми од 7000 kVA/km^2 најмали специфични годишни трошоци имаат мрежите во кои се користат трансформатори среден/низок напон со номинална моќност од 1600 kVA .
3. За секоја површинска густина на оптоварувањето и за густини на струја блиски до оптималните постои номинална моќност на трансформатор среден/низок напон со кој се постигнуваат најмали специфични годишни трошоци за дистрибутивната мрежа. Но, заслужува да се нагласи дека во многу случаи релативно е мала разликата помеѓу специфичните годишни трошоци за мрежи со различни трансформатори. Во некои случаи, каков што е едниот од случаите прикажан во табелата V, за ни една површинска густина на оптоварувањето мрежите со трансформатори со номинална моќност од 1000 kVA немаат помали специфични трошоци од мрежите во кои се користат трансформатори со други номинални моќности.
4. Од табелата IV се гледа дека при релативно голема промена на вредноста на C , од $10000 \text{ денари/(kW}\cdot\text{година)}$ на $20000 \text{ денари/(kW}\cdot\text{година)}$, настануваат значителни промени на специфичните годишни трошоци за одделни дистрибутивни мрежи. Меѓутоа, мали се промените во приоритетот на трансформаторите.

7. БЛАГОДАРНОСТ

Авторите му заблагодаруваат на проф. д-р Ристо Ачковски за помошта при реализација на дел од истражувањето.

8. ЛИТЕРАТУРА

- [1] Р. Ачковски: *Преносни и дистрибутивни системи*, Универзитет 'Св. Кирил и Методиј', Elektrotehni-ki fakultet, Skopje 1995 godina.
- [2] Д. Рајчиќ: *Вовед во дистрибутивни електроенергетски системи*, Универзитет 'Св. Кирил и Методиј', Elektrotehni-ki fakultet, Skopje 1995 godina.

д-р Драгослав Рајичиќ, Скопје

м-р Мирко Тодоровски, дипл. ел. инж., ИЦЕИ при МАНУ–Скопје

**ПРЕТСТАВУВАЊЕ НА ТРАНСФОРМАТОРИ
ПРИ ПРЕСМЕТКА НА КУСИТЕ ВРСКИ
ВО ДИСТРИБУТИВНИТЕ МРЕЖИ**

КРАТКА СОДРЖИНА

Една од најефикасните постапки за пресметка на струи и напони при куси врски или споеви со земја во мрежи со радијална тополошка структура е постапката во која се користи методот на сумирање адмитанции. Меѓутоа, во постојната литература не е опишано како да се претставуваат електронергетски трансформатори за претставата да биде соодветна за наведениот метод. Во овој труд е изложен еден пристап за добивање таква претстава. Одликата на овој пристап е што го уважува не само вистинскиот преносен однос на трансформаторот туку и начинот на соединување на неговите намотки. Користејќи го тој модел направени се повеќе пресметки на тест мрежи. Прикажаниот дел од добиените резултати го илустрира влијанието на преносниот однос врз големината на струјата на кусата врска.

Истиот начин на претставување трансформатори може да се користи и при пресметка на напони и струи во режимите без куси врски.

S U M M A R Y

The admittance summation method is one of the most efficient for calculation short circuits currents and voltages in radial networks. However, in the existing literature one can not find any explanation how to represent power transformers in that approach. A suitable transformer model is developed and described in this paper. The model takes into account actual transformer ratio and type of connections of its windings. A large number of calculations were made using that approach. As an illustration, some of the results for single fault currents are presented in this paper. According to the results it is not correct to ignore the influence of the transformer ratio on short circuit currents.

The same transformer model can be used in calculation voltages and currents by admittance summation method in radial networks without short circuits.

Клучни зборови: Куси врски, Споеви со земја, Радијална мрежа, Подредување на елементи на радијална мрежа.

1. ВОВЕД

За пресметка на струите и напоните при куси врски и споеви со земја (накусо грешки) постојат неколку методи. Повеќето од нив користат симетрични компоненти. Појава на евтини и брзи дигитални компјутери овозможила сѐ почесто пресметките на режимите на дистрибутивните мрежи да се изведуваат во фазен домен. Тоа важи како за стационарните режими без грешка така и за режимите со грешка. Таквиот пристап овозможува уважување на несиметрија од каков и да е вид. Особено е прикладен за пресметка на струи и напони при повеќекратни грешки.

Врз основа на методите развиени во трудовите [1] и [2], во трудот [3] е изложен еден од поновите пристапи за пресметка на кусите врски во дистрибутивните мрежи. Во пристапот се користи методот познат под името метод на сумирање струи, што спаѓа меѓу најефикасните методи за анализа на дистрибутивни мрежи. Тоа особено важи за анализа на стационарни режими без грешка. Меѓутоа, во [3,4] се предлага при пресметки на кусите врски во дистрибутивните мрежи потрошувачите да се претставуваат со константни импеданции (т.е. импеданции што не зависат од напонот). Токму во таквите случаи методот на сумирање струи има значително полоши карактеристики од методот на сумирање адмитанции. Тоа бил доволен мотив да се пристапи кон развивање нова постапка за пресметка на напони и струи при куси врски во дистрибутивни мрежи, во која би се користел методот на сумирање адмитанции [6,7]. Една таква постапка е опишана во трудот [8]. Нејзините предности во однос на постапката изложена во трудовите [3,4] се: дава поточни резултати, пресметките се изведуваат за покусо време, нема потреба секоја куса врска или земен спој да се третира како дополнителна контура, на поедноставен начин се земаат предвид напречните елементи на мрежата (како што се потрошувачи и кондензаторски батерии).

Да подвлечеме дека и во [3] и во [8] пресметките се изведуваат во фазен домен. Двата се применливи на произволен број едновремени куси врски, од каков и да е вид, на кои и да било локации. Покрај тоа, на секое место на куса врска импеданцијата преку која настапила кусата врска може да има произволна вредност.

Во претходните трудови не е објаснето како да се претставуваат електроенергетски трансформатори кога за пресметките се користи методот на сумирање адмитанции. Тоа е предмет на овој труд. Но, пред да биде објаснето како да се претставуваат трансформаторите, најнапред, ќе биде даден кус осврт врз постапката за пресметка на кусите врски изложена во трудот [8].

2. ОСВРТ ВРЗ ПОСТАПКАТА ИЗЛОЖЕНА ВО ТРУДОТ [8]

Постапката е развиена претпоставувајќи дека елементите и јазлите на радијалната мрежа се подредени според правилата од [5].

Со цел да се овозможи анализа на неурамнотежени и несиметрични мрежи се користи трифазна претстава како на елементите на мрежата така и на потрошувачите. Матрицата на комплексните импеданции на трифазниот елемент k е:

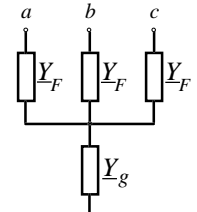
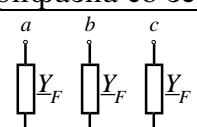
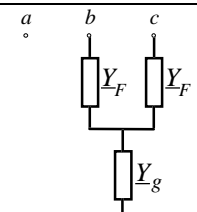
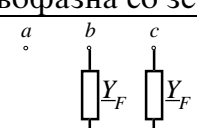
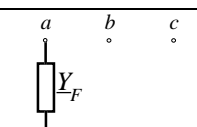
$$\underline{ZS}_k^{a,b,c} = \begin{bmatrix} \underline{ZS}_k^{aa} & \underline{ZS}_k^{ab} & \underline{ZS}_k^{ac} \\ \underline{ZS}_k^{ba} & \underline{ZS}_k^{bb} & \underline{ZS}_k^{bc} \\ \underline{ZS}_k^{ca} & \underline{ZS}_k^{cb} & \underline{ZS}_k^{cc} \end{bmatrix}. \quad (1)$$

Трифазен потрошувач кај јазолот k се претставува со матрицата на комплексните адмитанции:

$$\underline{L}_k^{a,b,c} = \begin{bmatrix} \underline{L}_k^{aa} & \underline{L}_k^{ab} & \underline{L}_k^{ac} \\ \underline{L}_k^{ba} & \underline{L}_k^{bb} & \underline{L}_k^{bc} \\ \underline{L}_k^{ca} & \underline{L}_k^{cb} & \underline{L}_k^{cc} \end{bmatrix}. \quad (2)$$

Каков и да е вид грешка кај јазолот k може да се претстави со една матрица на комплексни адмитанции од трет ред $\underline{YF}_k^{a,b,c}$. Елементите на таа матрица можат да имаат произволна вредност. За различни видови куси врски, соодветните матрици на адмитанции на гранката на грешка се дадени во [8]. Табела I е преземена од тој труд.

Табела I Матрици на адмитанции за различни видови грешки [8]

Вид на грешка	Матрица на адмитанции
 <p>Трифазна со земја</p>	$\underline{YF}_k^{a,b,c} = \frac{\underline{Y}_F}{3\underline{Y}_F + \underline{Y}_g} \begin{bmatrix} 2\underline{Y}_F + \underline{Y}_g & -\underline{Y}_F & -\underline{Y}_F \\ -\underline{Y}_F & 2\underline{Y}_F + \underline{Y}_g & -\underline{Y}_F \\ -\underline{Y}_F & -\underline{Y}_F & 2\underline{Y}_F + \underline{Y}_g \end{bmatrix}$
 <p>Трифазна</p>	$\underline{YF}_k^{a,b,c} = \frac{\underline{Y}_F}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$
 <p>Двофазна со земја</p>	$\underline{YF}_k^{a,b,c} = \frac{\underline{Y}_F}{2\underline{Y}_F + \underline{Y}_g} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y}_F + \underline{Y}_g & -\underline{Y}_F \\ 0 & -\underline{Y}_F & \underline{Y}_F + \underline{Y}_g \end{bmatrix}$
 <p>Двофазна</p>	$\underline{YF}_k^{a,b,c} = \frac{\underline{Y}_F}{2} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$
 <p>Еднофазна</p>	$\underline{YF}_k^{a,b,c} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$

За да се овозможи ефикасно изведување на пресметките, кон секој јазол k се придружуваат по две матрици: $\underline{YL}_k^{a,b,c}$ и $\underline{YN}_k^{a,b,c}$. Матрицата $\underline{YL}_k^{a,b,c}$ се добива како сума на сите матрици на напречните трифазни елементи што се придружени кон

јазолот k . Во таа сума се вклучуваат како матрицата на импеданциите со која е претставен потрошувачот кај јазолот k така и матрицата на гранката на грешка, доколку кај тој јазол се јавила грешка.

Матрицата $\underline{YN}_k^{a,b,c}$ е всушност матрица на комплексни еквивалентни адмитанции на делот на радијалната трифазна мрежа што се напојува преку јазолот k , земајќи ги тука предвид сите напречни адмитанции кај тој јазол.

За полесно разбирање на натамошната постапка е корисно да ги наведеме основните одлики на спомнатото подредување. Во процесот на подредувањето на секој напречен елемент и на секој јазол му се доделува индекс. Притоа, за секој елемент се дефинира почетен јазол и краен јазол. Почетен е оној од јазлите на елементот чиј пат до напојниот јазол (односно јазолот со познат напон по модул и фазен агол) не го содржи самиот елемент. Другиот јазол е краен. Индексот на почетниот јазол е секогаш помал од индексот на крајниот јазол. Индексот на крајниот јазол е еднаков со индексот на елементот. Ако радијалната мрежа има n напречни елементи, ним им се доделуваат индекси од еден до n . На јазлите им се доделуваат индекси од нула до n .

Пресметката на струите и напоните се состои од три чекори. Во првиот чекор се пресметуваат матриците $\underline{YL}_k^{a,b,c}$, $k = 1, \dots, n$. Потоа се зема:

$$\underline{YN}_k^{a,b,c}(\text{почетна вредност}) = \underline{YL}_k^{a,b,c}; \quad k = 1, \dots, n. \quad (3)$$

Во вториот чекор се пресметуваат матриците $\underline{YN}_k^{a,b,c}$ ($k = n, \dots, 1$). Тоа се изведува со обработка елемент по елемент, тргнувајќи од елементот со најголем индекс. При обработка на елементот k ја определуваме помошната матрица:

$$\underline{D}_k^{a,b,c} = \left(E + \underline{ZS}_k^{a,b,c} \cdot \underline{YN}_k^{a,b,c} \right)^{-1}, \quad (4)$$

каде што со E е означена единична матрица од трет ред. Потоа пресметуваме:

$$\underline{YN}_i^{a,b,c}(\text{нова вредност}) = \underline{YN}_i^{a,b,c}(\text{стара вредност}) + \underline{YN}_k^{a,b,c} \cdot \underline{D}_k^{a,b,c}, \quad (5)$$

каде што i е индекс на почетниот јазол на елементот k . Долната ознака $i(\text{стара вредност})$ се користи како скусена информација наместо зборовите i ред обработката на елементот k . Аналогно, ознаката $i(\text{нова вредност})$ се користи наместо зборовите i ро обработката на елементот k .

Во третиот чекор се пресметуваат напоните на јазлите. Тоа се изведува преку процес во кој, пак, се обработува елемент по елемент, но овојпат се тргнува од елементот со индекс еднаков на единица. При обработка на елементот k се определува напонот на неговиот краен јазол (чијшто индекс е пак k):

$$\underline{U}_k^{a,b,c} = \underline{D}_k^{a,b,c} \cdot \underline{U}_i^{a,b,c}, \quad (6)$$

каде што i е почетен јазол на елементот k , а $\underline{D}_k^{a,b,c}$ е соодветна помошна матрица определена во вториот чекор.

Со познати напони на јазлите не е тешко да се определат струите на елементите. Струјата во елементот k е:

$$\underline{I}_k^{a,b,c} = \underline{Y}N_k^{a,b,c} \cdot \underline{U}_k^{a,b,c} \quad (7)$$

Ако грешката настанала кај јазолот m , струјата на грешката се пресметува со равенката:

$$\underline{I}_m^{a,b,c} = \underline{Y}F_m^{a,b,c} \cdot \underline{U}_m^{a,b,c} \quad (8)$$

3. ПРЕТСТАВУВАЊЕ НА ТРАНСФОРМАТОРИ

Како што веќе беше наведено во претходното поглавје, во опишаната постапка за пресметка на струи и напони при кусите врски се работи во фазен домен. Поради тоа е неопходно да се располага со модел на трансформатор во фазен домен. И не само тоа. Моделот треба да е прикладен за примена на методот на сумирање адмитанции. При развивање на таков модел ќе тргнеме од моделот изложен во [9], кој соодветно ќе го модифицираме. Добрата страна на тој пристап е што како основа го има моделот на трансформатор во симетрични компоненти, кој е едноставен и добро познат.

Изведувањето на моделот на трансформатор во фазен домен ќе го демонстрираме земајќи како пример трансформатор со спрега Yd5. Со аналогна постапка може да се дојде до модел на трансформатор со каква и да е спрега.

Еквивалентните шеми на електроенергетски трансформатор со спрега Yd5 за директен, инверзен и нулти систем се прикажани на сликите 1а, 1б и 1в, соодветно.



Слика 1 Еквивалентни шеми на електроенергетски трансформатор

На сликата 1 со \underline{Y}_k е означена адмитанцијата на кусата врска на трансформаторот, а со $\underline{E}^{(i)}$ индуциран напон. Големините придружени за примарната намотка имаат долен индекс p , а големините придружени за секундарната намотка имаат долен индекс s . За овој случај комплексните преносни односи се дефинирани со следниве равенства:

$$\underline{m}^{(1)} = \sqrt{3} \cdot \frac{N_p}{N_s} \cdot e^{j\frac{5\pi}{6}}, \quad (9)$$

$$\underline{m}^{(2)} = (\underline{m}^{(1)})^*, \quad (10)$$

кадешто со N_p и N_s се означени броевите на навивките на примарната и секундарната намотка, соодветно. Да нагласиме дека за трансформатори со различни спреги комплексниот преносен однос $\underline{m}^{(1)}$ нема еднакви вредности. Ако

спрега е Yd5 аргументот на $\underline{m}^{(1)}$ е $5 \cdot \frac{\pi}{6}$, како што е во (9). Во случај на спрега Yd11 аргументот ќе биде $11 \cdot \frac{\pi}{6}$. Правилото според кое се определува аргументот на $\underline{m}^{(1)}$ е сосема едноставно: спрежниот број се помножува со $\pi/6$. Истото правило важи и за другите видови спрега. За модулот на $\underline{m}^{(1)}$ важи следново: за спрега Yu и Dd е еднаков на N_p/N_s ; за спрега Yd е еднаков на $\sqrt{3} \cdot N_p/N_s$; а за спрега Du е еднаков на $N_p/\sqrt{3} \cdot N_s$.

За големините од еквивалентните шеми прикажани на сликата 1 важат следниве равенки:

– за директен редослед

$$\underline{U}_p^{(1)} = \underline{E}_p^{(1)} + \frac{\underline{I}_p^{(1)}}{\underline{Y}_k}; \quad \underline{U}_s^{(1)} = \underline{E}_s^{(1)}; \quad \underline{E}_p^{(1)} = \underline{m}^{(1)} \cdot \underline{E}_s^{(1)}; \quad (11)$$

$$\underline{I}_s^{(1)} = \underline{m}^{(2)} \cdot \underline{I}_p^{(1)}; \quad (12)$$

– за инверзен редослед

$$\underline{U}_p^{(2)} = \underline{E}_p^{(2)} + \frac{\underline{I}_p^{(2)}}{\underline{Y}_k}; \quad \underline{U}_s^{(2)} = \underline{E}_s^{(2)}; \quad \underline{E}_p^{(2)} = \underline{m}^{(2)} \underline{E}_s^{(2)}; \quad (13)$$

$$\underline{I}_s^{(2)} = \underline{m}^{(1)} \cdot \underline{I}_p^{(2)}; \quad (14)$$

– за нулти редослед

$$\underline{I}_p^{(0)} = \underline{Y}_k \cdot \underline{U}_p^{(0)}, \quad (15)$$

$$\underline{I}_s^{(0)} = 0. \quad (16)$$

Од равенките (11) се добива:

$$\underline{I}_p^{(1)} = \underline{Y}_k \cdot \underline{U}_p^{(1)} - \underline{m}^{(1)} \cdot \underline{Y}_k \cdot \underline{U}_s^{(1)}, \quad (17)$$

а од (12) и (17) следува:

$$\underline{I}_s^{(1)} = \underline{m}^{(2)} \cdot \underline{Y}_k \cdot \underline{U}_p^{(1)} - \underline{m}^2 \cdot \underline{Y}_k \cdot \underline{U}_s^{(1)}. \quad (18)$$

Натаму, од равенките (13) се добива:

$$\underline{I}_p^{(2)} = \underline{Y}_k \cdot \underline{U}_p^{(2)} - \underline{m}^{(2)} \cdot \underline{Y}_k \cdot \underline{U}_s^{(2)}, \quad (19)$$

а од (14) и (19) следува:

$$\underline{I}_s^{(2)} = \underline{m}^{(1)} \cdot \underline{Y}_k \cdot \underline{U}_p^{(2)} - \underline{m}^2 \cdot \underline{Y}_k \cdot \underline{U}_s^{(1)}. \quad (20)$$

Равенките од (15) до (20) формираат еден систем равенки што може да се напише во матрична форма на следниов начин:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_p^{(0)} \\ \underline{I}_p^{(1)} \\ \underline{I}_p^{(2)} \\ \underline{I}_s^{(0)} \\ \underline{I}_s^{(1)} \\ \underline{I}_s^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_k & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y}_k & 0 & 0 & -\underline{m}^{(1)} \cdot \underline{Y}_k & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}_k & 0 & 0 & -\underline{m}^{(2)} \cdot \underline{Y}_k \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{m}^{(2)} \cdot \underline{Y}_k & 0 & 0 & -\underline{m}^2 \cdot \underline{Y}_k & 0 \\ 0 & 0 & \underline{m}^{(1)} \cdot \underline{Y}_k & 0 & 0 & -\underline{m}^2 \cdot \underline{Y}_k \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_p^{(0)} \\ \underline{U}_p^{(1)} \\ \underline{U}_p^{(2)} \\ \underline{U}_s^{(0)} \\ \underline{U}_s^{(1)} \\ \underline{U}_s^{(2)} \end{bmatrix}. \quad (21)$$

Ако за назначените блокови на матриците од матричната равенка (21) се воведат соодветни ознаки, таа може да се напише во вид:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_p^{0,1,2} \\ \underline{I}_s^{0,1,2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y1}^{0,1,2} & \underline{Y2}^{0,1,2} \\ \underline{Y3}^{0,1,2} & \underline{Y4}^{0,1,2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_p^{0,1,2} \\ \underline{U}_s^{0,1,2} \end{bmatrix} \quad (22)$$

или

$$\underline{I}_p^{0,1,2} = \underline{Y1}^{0,1,2} \cdot \underline{U}_p^{0,1,2} + \underline{Y2}^{0,1,2} \cdot \underline{U}_s^{0,1,2} \quad (23)$$

$$\underline{I}_s^{0,1,2} = \underline{Y3}^{0,1,2} \cdot \underline{U}_p^{0,1,2} + \underline{Y4}^{0,1,2} \cdot \underline{U}_s^{0,1,2}. \quad (24)$$

Нашиот интерес е да најдеме начин како при позната адмитанција приклучена на секундарот на трансформаторот да ја определиме еквивалентната адмитанција на примарната страна. Нека еквивалентната адмитанција приклучена на секундарот е $\underline{YN}_s^{0,1,2}$. Тогаш може да се напише:

$$\underline{I}_s^{0,1,2} = \underline{YN}_s^{0,1,2} \cdot \underline{U}_s^{0,1,2}, \quad (25)$$

и од (24) и (25) следува:

$$\underline{U}_s^{0,1,2} = (\underline{YN}_s^{0,1,2} - \underline{Y4}^{0,1,2})^{-1} \cdot \underline{Y3}^{0,1,2} \cdot \underline{U}_p^{0,1,2}. \quad (26)$$

Потоа, од (23) и (26) се добива:

$$\underline{I}_p^{0,1,2} = \left(\underline{Y1}^{0,1,2} + \underline{Y2}^{0,1,2} \cdot (\underline{YN}_s^{0,1,2} - \underline{Y4}^{0,1,2})^{-1} \cdot \underline{Y3}^{0,1,2} \right) \cdot \underline{U}_p^{0,1,2}, \quad (27)$$

од каде што за бараната еквивалентна адмитанција на примарната страна следува:

$$\underline{YN}_p^{0,1,2} = \underline{Y1}^{0,1,2} + \underline{Y2}^{0,1,2} \cdot (\underline{YN}_s^{0,1,2} - \underline{Y4}^{0,1,2})^{-1} \cdot \underline{Y3}^{0,1,2}. \quad (28)$$

Како што е познато [10], една матрица од доменот на симетрични компоненти може да се трансформира во фазен домен ако матрично се помножи одлево со матрицата $\underline{T}_{sim.}$ и оддесно со $(\underline{T}_{sim.})^{-1}$, каде што е:

$$\underline{T}_{sim} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix}, \quad \underline{a} = e^{j2\pi/3}. \quad (29)$$

Така се добива:

$$\underline{Y1}^{a,b,c} = \underline{T}_{sim} \cdot \underline{Y1}^{0,1,2} \cdot (\underline{T}_{sim})^{-1}, \quad (30)$$

$$\underline{Y2}^{a,b,c} = \underline{T}_{sim} \cdot \underline{Y2}^{0,1,2} \cdot (\underline{T}_{sim})^{-1}, \quad (31)$$

$$\underline{Y3}^{a,b,c} = \underline{T}_{sim} \cdot \underline{Y3}^{0,1,2} \cdot (\underline{T}_{sim})^{-1}, \quad (32)$$

$$\underline{Y4}^{a,b,c} = \underline{T}_{sim} \cdot \underline{Y4}^{0,1,2} \cdot (\underline{T}_{sim})^{-1}, \quad (33)$$

$$\underline{YN}_s^{a,b,c} = \underline{T}_{sim} \cdot \underline{YN}_s^{0,1,2} \cdot (\underline{T}_{sim})^{-1}. \quad (34)$$

Освен тоа е:

$$\underline{U}_p^{a,b,c} = \underline{T}_{sim} \cdot \underline{U}_p^{0,1,2}. \quad (35)$$

На тој начин од равенката (26) се добива равенката:

$$\underline{U}_s^{a,b,c} = (\underline{YN}_s^{a,b,c} - \underline{Y4}^{a,b,c})^{-1} \cdot \underline{Y3}^{a,b,c} \cdot \underline{U}_p^{a,b,c}, \quad (36)$$

а од равенката (28) се добива равенката:

$$\underline{YN}_p^{a,b,c} = \underline{Y1}^{a,b,c} + \underline{Y2}^{a,b,c} \cdot (\underline{YN}_s^{a,b,c} - \underline{Y4}^{a,b,c})^{-1} \cdot \underline{Y3}^{a,b,c}. \quad (37)$$

Накучо да повториме како се постапува кога во процесот на обработка елемент по елемент се дојде до елементот што е трансформатор. Разликуваме два случаја. Како прв нека го сметаме случајот кога обработката е од елемент со поголем индекс кон елемент со помал индекс. Таков случај се јавува во процесот на определување еквивалентни адмитанции. Во тој случај, кога на ред дојде да се обработува трансформатор, претходно веќе е определена еквивалентната адмитанција на мрежата што се напојува преку неговата секундарна страна. Тогаш, со помош на равенката (37) се определува еквивалентната адмитанција на примарната страна на трансформаторот. Во вториот случај, обработката на елементите на мрежата е од елемент со помал индекс кон елемент со поголем индекс. Таков е редоследот на обработката на гранките при определување напони на нивните крајни јазли. Притоа, кога дојде на ред да се обработува елемент што претставува трансформатор, претходно веќе е определен напонот на неговата примарна страна и напонот на неговата секундарна страна едноставно се определува со равенката (36).

4. РЕЗУЛТАТИ ОД ПРЕСМЕТКИТЕ

Со цел да се илустрираат ефектите од примената на изложениот метод тука ќе бидат прикажани резултатите од пресметките на струите при трифазна куса врска на собирниците 4 од мрежата прикажана на сликата 2.

Моќноста на трифазната куса врска на собирниците 1 е 5000 MVA.

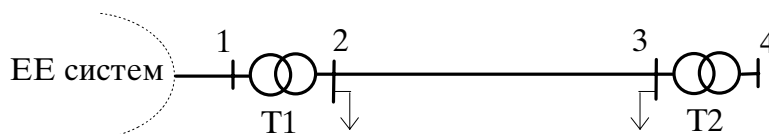
Трансформаторот T1 ги поврзува мрежите со номинални напони 110 kV и 10 kV. Неговата номинална моќност е 31,5 MVA. Напонот на кусата врска е 11%. Спрегата на намотките е Yd5. Загубите на активната моќност поради оптоварување изнесуваат 178 kW.

Трансформаторот T2 ги поврзува мрежите со номинални напони 10 kV и 0,4 kV. Неговата номинална моќност е 250 kVA. Напонот на кусата врска е 4%. Спрегата на намотките е Dy5. Загубите на активната моќност поради оптоварување изнесуваат 3,25 kW.

Водот помеѓу собирниците 2 и 3 е со номинален напон 10 kV. Неговите фазни спроводници се изведени со јажиња од алучел 50/8. Должината на водот е 10 km. Во примерот е сметано дека комплексната импеданција на водот е $(5,4960 + j3,6000) \Omega$.

На сликата 2 не се прикажани другите среднонапонски водови што се напојуваат од собирниците 2. Земено е дека вкупното оптоварување на тие водови изнесува 29,4 MVA, при фактор на моќност 0,95. Исто така, се смета дека од собирниците 3 се напојуваат и други трансформаторски станици среден/низок напон. Во примерот е земено дека нивната привидна моќност изнесува 1 MVA, при фактор на моќност 0,95.

Пресметките на струјата при трифазна куса врска се направени за различни вредности на преносните односи на трансформаторите. Резултатите се дадени во табелата II. Во табелата II се разликувани два случаја: без оптоварување и со оптоварување. Во првиот случај сите потрошувачи се игнорирани. Во вториот случај потрошувачите на среден напон се претставени со соодветни адмитанции.



Слика 2 Еднополна шема на тест мрежата

Табела II Резултати од пресметките

Модул на преносен однос на трансформатор		Струја на трифазна куса врска на собирниците 4	
T1	T2	Без оптоварување	Со оптоварување
115,5/10,5	10,5/0,4	6850 A	6265 A
115,5/10,0	10,0/0,4	6524 A	5966 A
115,5/9,5	9,5/0,4	6198 A	5668 A
110,0/10,5	10,0/0,4	6839 A	6225 A
99,0/10,5	10,5/0,4	7949 A	7143 A
99,0/10,0	10,0/0,4	7570 A	6803 A
99,0/9,5	9,5/0,4	7192 A	6463 A

Од прикажаните резултати произлегува дека разликите помеѓу струите на кусите врски добиени за различни услови можат да бидат значајни. Така, на пример, за случај кога не се уважува оптоварувањето и преносните односи се 99/10,5 и 10,5/0,4 струјата при трифазна куса врска е **за 40% поголема** отколку кога оптоварувањето се уважува и преносните односи се 115,5/10,5 и 9,5/0,4.

5. ЗАКЛУЧОК

Изложената постапка овозможува при пресметка на кусите врски во дистрибутивните мрежи да се уважува актуелниот преносен однос на секој од трансформаторите. Уважувањето на актуелните преносни односи на трансформаторите, заедно со уважувањето на потрошувачите овозможува да се добијат поточни резултати за струите при сите видови куси врски.

8. ЛИТЕРАТУРА

- [1] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, G. X. Luo: "A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 2, May 1988, pp. 735–762.
- [2] C. Cheng, D. Shirmohammadi: "A Three-Phase Power Flow for Real-Time Distribution System Analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 671–679.
- [3] X. Zhang, F. Soudi, D. Shirmohammadi, C. S. Cheng: "A Distribution Short Circuit Analysis Approach Using Hybrid Compensation Method", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 4, November 1995, pp. 2053–2059.
- [4] A. Tan, W.-H. E. Liu, D. Shirmohammadi: "Transformer and Load Modeling in Short Circuit Analysis for Distribution Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, August 1997, pp. 1315–1322.
- [5] D. Raji~i}, R. A~kovski, R. Taleski: "Voltage Correction Power Flow", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 9, No. 2, April 1994, pp. 1056–1062.
- [6] D. Raji~i}, R. Taleski: "Metod za analiza na zazemjuva~ki sistemi", *Elektrotehni~ki fakultet – Skopje, Zbornik na trudovi*, 16/17 godina, broj 1–2. Skopje 1993/94 godina.
- [7] R. Taleski, D. Raji~i } : "Noniterative Power Flow Method for Radial and Weakly Meshed Distribution networks", *Symposium Energy Systems in Southeastern Europe*, Ohrid 1995,
- [8] D. Raji~i}, R. Taleski: "Radial Distribution Systems Short Circuit Analysis Using Admittance Summation Method", *Proceedings, Department of Electrical Engineering Skopje*, Vol. 19, No. 1-2, 1996, pp. 11–14.
- [9] В. Ц. Стрезоски, С. Р. Милаковић: *Еквивалентне шеме електроенергетских трансформатора у анализи стационарних режима*, Универзитет у Новом Саду, Факултет техничких наука, Нови Сад 1998.
- [10] Д. Рајичиќ, Р. Талески: *Методи за анализа на електроенергетски системи*, Универзитет «Св. Кирил и методииј», *Elektrotehni~ki fakultet*, Skopje 1996.

Александар Димитровски
Електротехнички факултет - Скопје

ПРЕСМЕТКА НА РАДИЈАЛНИ ДИСТРИБУТИВНИ МРЕЖИ СО ФАЗИ ПОДАТОЦИ

СОДРЖИНА

Во трудот е прикажан еден нов пристап за пресметка на состојбата во радијалните дистрибутивни системи базиран на теоријата на фази множества. Несигурноста на влезните податоци се моделира со примената на фази броеви кои претставуваат специјален вид на фази множества. Математичките операции во овој случај се дефинираат со Принципот на екстензија при што добиените резултати, истотака, се во форма на фази броеви. Од практични причини, се употребуваат трапезоидни или триаголни фази броеви со што пресметките се значително поедноставени. Овој пристап ни овозможува комплетно решение на можните работни состојби на системот кои се резултат на вклучувањето на несигурноста во анализата.

Клучни зборови: радијални дистрибутивни мрежи, фази пресметка на состојбата, фази множества, фази броеви, несигурност.

FUZZY RADIAL DISTRIBUTION LOAD FLOW

ABSTRACT

This paper presents a new approach for load flow analysis in radial distribution networks based on the fuzzy set theory. The uncertainty of the input parameters is modeled by using fuzzy numbers, which in turn are special form of fuzzy sets. The mathematical operations in this case are defined by the Extension Principle and the results obtained are also in a form of fuzzy numbers. For practical purposes, trapezoidal or triangular fuzzy numbers are used and the computation is much simpler. This approach gives us a complete solution of the possible system operating states that result from including the uncertainty in the analysis.

Keywords: radial distribution networks, fuzzy load flow, fuzzy sets, fuzzy numbers, uncertainty.

1. ВОВЕД

Несомнено е дека несигурноста е составен дел на секој реален систем, без оглед на тоа дали тој има техничка, социолошка, биолошка или некоја друга природа. Строго и прецизно детерминиран систем не постои во стварноста, туку постои само како апстрактен теориски модел. Сепак, ваквата апроксимација во доста случаи дава задоволителни резултати и несигурноста честопати не се вклучува при разгледувањето на системот. На тој начин значително се упростува неговото анализирање и изведувањето на релевантни заклучоци. Меѓутоа, истотака во многу случаи, меѓу кои и во планирањето и развојот на електроенергетските системи (ЕЕС), влијанието на несигурноста е големо и може да биде пресудно, па таа треба да биде вклучена на еден или на друг начин [1].

Вклучувањето на несигурноста во анализите најчесто е посредно со примена на, на пример, анализата на осетливост на добиените решенија (sensitivity analysis), разгледување на поголем број варијанти и сценарија и слично. Ретко тоа се прави на директен начин, со нејзино непосредно вклучување во самиот модел. Ова, можеби од причини што до скоро време, единствен пристап кон проблемот беше примената на теоријата на веројатност и математичката статистика. Меѓутоа, работите суштински се менуваат од 1965 година наваму, со воведувањето на концептот на непрецизни, недефинирани множества или т.нар. „фази множества“ (fuzzy sets) [2].

Примената на оваа теорија која претставува генерализирање на класичната теорија на множества и која дозволува парцијална припадност на елементите во некое множество, овозможува моделирање на несигурноста која нема статистички карактер, на несигурноста која произлегува од недоволното познавање и/или дефинираност на работите, односно на несигурноста во семантичка смисла. Овде треба да се нагласи дека оваа теорија не претставува замена за теоријата на веројатност туку нејзин квалитативен комплемент. Како таква, наоѓа сè поголема примена во разни области на човековото делување, меѓу кои во последно време и во електроенергетиката [9].

Како што е познато, пресметката на работната состојба на системот е најчестата пресметка што се изведува при анализите на ЕЕС, а со тоа и на дистрибутивните мрежи (ДМ) како нивни составни делови. Нејзината задача е да ги определи напонските состојби во јазлите на системот и тековите на моќности во неговите гранки (елементи) за еден однапред зададен режим на работа каков што е, на пример, режимот на максимално оптоварување. Притоа скоро секогаш, освен во исклучително ретки ситуации на on-line анализа, моќностите во јазлите се некои претпоставени вредности кои базираат на претходни мерења, искуство, прогноза или субјективна проценка. Оваа несигурност на влезните податоци, односно на инјектираните моќности во системот, најчесто се зема предвид на тој начин што пресметката се повторува повеќе пати со нивни различни претпоставени вредности. Ваквиот пристап во најголема мерка е условен од методите за пресметка на состојбата кои ни стојат на располагање и кои во далеку најголем број се детерминистички ориентирани.

Друг пристап кон вклучувањето на несигурноста претставува т.нар. стохастичка пресметка на состојбата во која влезните величини се задаваат како случајни променливи дефинирани со своите функции на распределба на веројатноста. Ваков пристап кон пресметката на состојбата во радијални ДМ (РДМ) е презентирани на Првото советување на МАКО СИГРЕ [10, 11].

Стохастичкиот пристап за определување на состојбата во ЕЕС овозможува опфаќање на случајната природа на влезните величини и претставува квалитативен

скок во однос на конвенционалниот, детерминистички пристап. Меѓутоа, тој не претставува и целосно решение за проблемот на несигурноста бидејќи, како што беше претходно кажано, постои и друг тип на несигурност која нема стохастичка природа и не би требало да се моделира како случајна променлива.

Како едноставна потврда на претходниот став ќе го наведеме примерот за несигурноста на параметрите на заменските шеми на елементите во системот. Така, импеданцијата на еден SN вод е пропорционална со неговата должина која, пак, од своја страна е само приближно позната величина. Неа не би можеле да ја разгледуваме како случајна променлива, бидејќи таа не ја менува својата вредност по случаен пат. Всушност, таа не ја менува својата вредност воопшто, само што нас не ни е сосема прецизно позната. Истото може да се каже и за вредностите на активната, односно реактивната отпорност на водот по единица должина, кои се константни при константни услови на експлоатација, но никогаш потполно познати. Тие, како и должината на водот, претставуваат *фази броеви* (ФБ).

Со слично размислување ФБ може да се воведат и за моделирање на недоволно, непрецизно, делумно, познатите оптоварувања на потрошувачите [6]. Особено во случаите кога се прават анализи на идни состојби за кои постојат само нејасни проекции и прогнози.

Кај стохастичкиот пристап при ваквите анализи, оптоварувањата се моделираат како случајни променливи со *нормални* (*гаусови*) функции на распределба на веројатноста кои имаат очекувани вредности μ_i еднакви на прогнозираните и стандардни девијации σ_i еднакви на грешките на употребените методи за прогнозирање. Но, ваквиот пристап имплицитно подразбира дека условите во минатото според кои се прават прогозите ќе се задржат и во иднина што, се разбира, никој не може да го гарантира. Така, прашањето за тоа кој пристап е исправен во овој случај останува сèуште отворено и е предмет на субјективна проценка на аналитичарот.

Кус осврт врз фази множествата, фази броевите, операциите со фази броеви, како и нивното подредување е даден во друг труд на авторот [12], во кој е применет овој пристап за економско вреднување на варијантни решенија со несигурни податоци. Овде ќе бидат повторени само основните работи, а заинтересирианиот читател, покрај [12] се упатува уште на [2, 3, 7, 8], како и на друга литература од оваа област.

2. ФАЗИ МОДЕЛИРАЊЕ

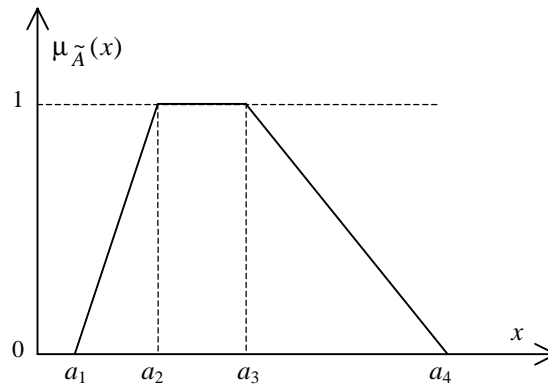
2.1. Фази броеви

ФБ се специјален случај на фази множества. Иако тие може да имаат било каква функција на припадност (*membership function*) која што задоволува одредени услови, најчесто, од причини на поедноставување, ФБ се претставуваат со триаголна или трапезоидна функција на припадност, каква што е прикажана на сликата 1.

Еден трапезоиден ФБ може да се дефинира и преку неговите карактеристични точки како подредена четворка $[a_1, a_2, a_3, a_4]$. Тој може да се интерпретира како величина која може да поприими само вредности помеѓу a_1 и a_4 , но најмногу се очекува дека ќе биде помеѓу вредностите a_2 и a_3 . На пример, врз основа на претходното искуство за соодветниот тип потрошувачи, некој би можел да даде проценка за врвната моќност на новиот потрошувач кој ќе се приклучи на мрежата

како [2, 3.5, 4.5, 6] kW. Тоа би значело дека според неговото мислење таа се очекува да биде помеѓу 3.5 kW и 4.5 kW, но не може да биде помала од 2 kW ниту поголема од 6 kW.

Под α -пресек, A^α , на еден ФБ \tilde{A} се подразбира интервалот на *обични* броеви за кои функцијата на припадност $\mu_{\tilde{A}}$ има вредности $\mu_{\tilde{A}} \geq \alpha$. Така, на пример, во претходниот пример за фази моќноста на новиот потрошувач, неговиот 0.5-пресек е интервалот на реални броеви [2.75, 5.25].



Слика 1. Функција на припадност за трапезоидниот фази број \tilde{A} која претставува интервал на можни вредности $[a_1, a_4]$ и интервал на најочекувани вредности $[a_2, a_3]$.

Во специјалниот случај кога $a_2 = a_3$, од трапезоидниот ФБ се добива триаголен ФБ. Слично, секој интервален број е само специјален случај на трапезоиден ФБ при $a_1 = a_2$ и $a_3 = a_4$. Конечно, кога $a_1 = a_2 = a_3 = a_4$ се добива обичен реален број. На тој начин, реалните и интервалните броеви се само специјални ФБ.

2.2. Функции од фази броеви

Традиционалниот математички концепт за функција е проширен и во фази доменот со помош на т.нар. *џринцип на екстензија (extension principle)* [7, 8]. Со примената на овој принцип може да се покаже дека аритметичките операции со ФБ се еднакви на соодветните интервални аритметички операции за секој α -пресек.

Збирот на два ФБ, \tilde{A} и \tilde{B} , со α -пресеци $A^\alpha = [a_1^\alpha, a_2^\alpha]$ и $B^\alpha = [b_1^\alpha, b_2^\alpha]$, респективно, дава ФБ \tilde{C} чијшто α -пресек C^α е даден со (4):

$$C^\alpha = A^\alpha + B^\alpha = [c_1^\alpha, c_2^\alpha] = [a_1^\alpha, a_2^\alpha] + [b_1^\alpha, b_2^\alpha] = [a_1^\alpha + b_1^\alpha, a_2^\alpha + b_2^\alpha]. \quad (1)$$

Слично, за останатите аритметички операции помеѓу два ФБ, \tilde{A} и \tilde{B} , се добиваат следните изрази за секој α -пресек на резултантниот ФБ \tilde{C} :

$$C^\alpha = A^\alpha - B^\alpha = [c_1^\alpha, c_2^\alpha] = [a_1^\alpha, a_2^\alpha] - [b_1^\alpha, b_2^\alpha] = [a_1^\alpha - b_2^\alpha, a_2^\alpha - b_1^\alpha], \quad (2)$$

$$C^\alpha = A^\alpha \cdot B^\alpha = [c_1^\alpha, c_2^\alpha] = [a_1^\alpha, a_2^\alpha] \cdot [b_1^\alpha, b_2^\alpha] = [a_1^\alpha \cdot b_1^\alpha, a_2^\alpha \cdot b_2^\alpha], \quad (3)$$

$$C^\alpha = A^\alpha / B^\alpha = [c_1^\alpha, c_2^\alpha] = [a_1^\alpha, a_2^\alpha] / [b_1^\alpha, b_2^\alpha] = [a_1^\alpha / b_2^\alpha, a_2^\alpha / b_1^\alpha]. \quad (4)$$

Операцијата во (4) не е дефинирана ако интервалот B^α ја содржи нулата, па така, тој може да содржи само позитивни или само негативни броеви.

Треба да се нагласи дека ако за три ФБ \tilde{A} , \tilde{B} и \tilde{C} важи: $\tilde{C} = \tilde{A} + \tilde{B}$, ФБ \tilde{A} не може да се добие назад како: $\tilde{A} = \tilde{C} - \tilde{B}$. За таа цел треба да се примени т.нар. операција „деконволуција“ на собирањето, односно $\tilde{A} = \tilde{C} (-) \tilde{B}$ [3]. Ова е резултат на фактот што ФБ \tilde{B} и \tilde{C} не се меѓусебно независни, туку се во еден вид корелација.

Слично важи и во случајот на производот $\tilde{C} = \tilde{A} \cdot \tilde{B}$. ФБ \tilde{A} може да се добие назад преку деконволуција на множењето, односно: $\tilde{A} = \tilde{C} (/) \tilde{B}$.

Збирот и разликата, како линеарни операции, го задржуваат обликот на функциите на припадност и резултираат со трапезоиден ФБ ако се изведени врз трапезоидни ФБ. Генерално, ова не е случај со производот и количникот, како и со сите останати нелинеарни трансформации. Сепак, од практични причини, резултатите вообичаено се апроксимираат со трапезоидни (или триаголни) ФБ. На тој начин, потребно е да се пресметаат само резултатните α -пресеци за $\alpha=0$ и $\alpha=1$.

Споменатиот принцип на екстензија е генерален и може да се примени врз секаква функција од еден или повеќе аргументи за да се пресмета функцијата на припадност на резултатната зависна променлива. Ова може да се направи со пресметка на поедините α -пресеци на сличен начин како и погоре. На пример, со (5) е даден α -пресекот C^α на резултатниот ФБ \tilde{C} добиен со степенување на ФБ \tilde{A} на степен n , n -природен број.

$$C^\alpha = \left[\min \{ (a_1^\alpha)^n, (a_2^\alpha)^n \}, \max \{ (a_1^\alpha)^n, (a_2^\alpha)^n \} \right] \quad (5)$$

Во претходниот израз е претпоставено дека интервалот A^α не ја содржи нулата. Во спротивно, долната граница на интервалот C^α ќе биде нула кога n е парен број.

Слично, со (6) е даден α -пресекот C^α на резултатниот ФБ \tilde{C} добиен како n -ти корен на ФБ \tilde{A} , n -природен број.

$$C^\alpha = \left[\sqrt[n]{a_1^\alpha}, \sqrt[n]{a_2^\alpha}, \sqrt[n]{a_3^\alpha}, \sqrt[n]{a_4^\alpha} \right] \quad (6)$$

Генерално, за секоја функција f која што е континуирана и не-опаѓачка во интервалот $[a_1, a_4]$ важи:

$$f(\tilde{A}) = [f(a_1), f(a_2), f(a_3), f(a_4)]. \quad (7)$$

Слично, за секоја функција g која што е континуирана и не-растечка во интервалот $[a_1, a_4]$ важи:

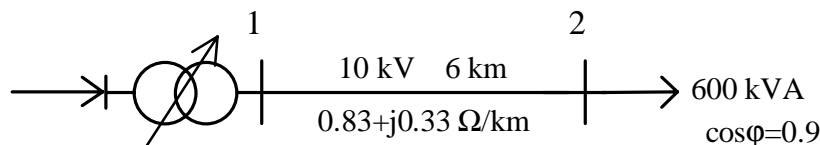
$$g(\tilde{A}) = [g(a_4), g(a_3), g(a_2), g(a_1)]. \quad (8)$$

Во специјалниот случај кога ФБ дегенерираат во обични реални броеви, наречени уште и *фази сингљитони* (fuzzy singletons), сите операции и функции го имаат вообичаеното значење. Во таа смисла, фази анализата и фази математиката ги опфаќаат реалната и интервалната анализа и математика како специјални случаи.

2.3 Фази пресметка на R-X елемент

Примената на ФБ за пресметка на состојбата во РДМ ќе ја илустрираме најпрво на примерот на електричната пресметка на еден SN вод, прикажан на сликата 2, кој може да се третира и како најпрост облик на РДМ.

На сликата се прикажани и номиналните податоци потребни за пресметката на загубата на напон и загубата на моќност во 10 kV вод. Така зададените податоци се само приближни и ние би можеле да ја моделираме таа несигурност со помош на ФБ на следниот начин.



Слика 2. Едноставна РДМ како пример за фази пресметка.

Ако, на пример, регулациониот трансформатор има регулациона преклопка со степени на регулација $\pm 9 \times 1.5\%$ која го контролира напонот на вредност 10.5 kV, тогаш неговата максимална варијација ќе изнесува 10.5 ± 0.15 kV. Очекуваната варијација би можела да биде половина од таа вредност. На тој начин, напонот во јазелот 1 ќе го претставиме со ФБ:

$$\tilde{U}_1 = [10.35, 10.425, 10.575, 10.65] \text{ kV.}$$

Понатаму, ако дозволиме дека во должината на водот може да има грешка од 2%, таа би можела да се претстави како:

$$\tilde{l} = [5.88, 5.94, 6.06, 6.12] \text{ km.}$$

На тој начин, под претпоставка дека импеданцијата на водот по единица должина: $\underline{z} = 0.83 + j0.33 \text{ } \Omega/\text{km}$ е точна, вкупната импеданција на водот, ќе изнесува:

$$\tilde{\underline{Z}} = \underline{z} \cdot \tilde{l} = \tilde{\underline{R}} + j\tilde{\underline{X}} = ([4.880, 4.930, 5.030, 5.080] + j[1.940, 1.960, 2.000, 2.020]) \text{ } \Omega.$$

Конечно, и можната варијација на моќноста на потрошувачот во јазелот 2 ќе ја претставиме со следните два ФБ за привидната моќност и нејзиниот фактор:

$$\tilde{S}_2 = [500, 540, 560, 600] \text{ kVA и } \cos \tilde{\varphi}_2 = [0.85, 0.88, 0.92, 0.95].$$

По аналогија со детерминистичката пресметка, напонот во јазелот 2, \tilde{U}_2 , се добива како решение на следната биквадратна равенка [4]:

$$\tilde{U}_2^4 - \tilde{U}_2^2 \left[\tilde{U}_1^2 - 2\tilde{S}_2 (\tilde{R} \cdot \cos \tilde{\varphi}_2 + \tilde{X} \cdot \sin \tilde{\varphi}_2) \right] + \tilde{S}_2^2 \tilde{Z}^2 = 0, \quad (9)$$

односно,

$$\tilde{U}_2 = [10.02, 10.13, 10.30, 10.40] \text{ kV.}$$

ФБ $\sin \tilde{\varphi}_2$ во (9) се определува од ФБ $\cos \tilde{\varphi}_2$ со последователна примена на функциите \arccos и \sin , користејќи ги притоа изразите (7) и (8).

Загубата на напон во водот $\Delta \tilde{U}$ ќе биде дадена со следната деконволуција:

$$\Delta \tilde{U} = \tilde{U}_1(-)\tilde{U}_2 = [0.25, 0.28, 0.30, 0.33] \text{ kV.}$$

Комплексната загуба на моќност во водот, како и во детерминистичкиот случај, е дадена со:

$$\Delta \tilde{S} = \frac{\tilde{S}_2^2}{\tilde{U}_2^2} \cdot (\tilde{R}^2 + j\tilde{X}^2), \quad (10)$$

односно,

$$\Delta \tilde{S} = [11.28, 13.55, 15.38, 18.20] + j[4.48, 5.39, 6.12, 7.24] \text{ kVA.}$$

3. ФАЗИ МЕТОД ЗА ПРЕСМЕТКА НА РДМ

Изложената постапка во претходната глава за фази пресметка на еден R-X елемент, лежи во основата на итеративниот метод за пресметка на состојбата на произволна РДМ. Методот е всушност фази пресликување на една варијанта на т.нар. метод „сумирање на моќности“ [4]. Постапката претпоставува дека во мрежата претходно е извршено подредување на елементите и се состои од следните 4 чекори.

- Најнапред, пред да започне итеративниот процес, напоните во сите јазли добиваат почетни вредности, еднакви на напонот во напојниот јазол. Врз основа на така претпоставените напони (или пресметаните вредности од претходната итерација) се пресметуваат вкупните фази инјектирани моќности во јазлите (моќностите на потрошувачите и попречните адмитанции). Тие истовремено ги одредуваат и почетните вредности на моќностите што течат на крајот (ознака ") од редната гранка во π -заменската шема. Таа моќност, за елементот „i-j“, во итерацијата „k“, ќе изнесува:

$$\tilde{S}_{i-j}^{(k)} = \tilde{P}_{i-j}^{(k)} + j\tilde{Q}_{i-j}^{(k)} = -\tilde{S}_j^{(k)} + \tilde{Y}_{j\Sigma}^* \cdot (\tilde{U}_i^{(k-1)})^2. \quad (11)$$

каде со $\tilde{Y}_{j\Sigma}$ е означен збирот на сите попречни фази адмитанции приклучени во јазолот „j“ (оние од π -заменските шеми на елементите, како и адмитанциите на евентуалните кондензаторски батерии, реактори и сл.), а со $\tilde{S}_j^{(k)}$ инјектираната фази комплексна моќност во јазолот „j“, во итерацијата „k“. Свездичката во суперскрипт означува конјугација на комплексната величина.

- Потоа, тргнувајќи од елементот со најголем реден број во мрежата, сукцесивно се пресметуваат моќностите на крајот во соодветните напојни гранки (backward sweep) со додавање на моќноста и загубите на моќност во обработуваната гранка. Така, за гранката „i-j“, чијашто напојна гранка е, на пример, гранката „l-i“ (и која што го има редниот број на јазолот „i“), се пресметува:

$$\tilde{S}_{l-i}^{(k)} := \tilde{S}_{l-i}^{(k)} + \tilde{S}_{i-j}^{(k)} + \tilde{Z}_{i-j} \cdot \left(\frac{\tilde{S}_{i-j}^{(k)}}{\tilde{U}_j^{(k)}} \right)^2. \quad (12)$$

- Откога ќе се пресметаат моќностите во гранките, тргнувајќи од првата гранка во листата на подредени гранки, се пристапува кон пресметка на напоните во

јазлите (forward sweep). Напонот во крајниот јазол на гранката „i-j“ при оваа пресметка е даден со:

$$\tilde{U}_j^{(k)} = \tilde{U}_i^{(k)} - \tilde{Z}_{i-j} \cdot \frac{\tilde{P}_{i-j}^{*(k)} - j\tilde{Q}_{i-j}^{*(k)}}{\tilde{U}_j^*}, \quad (13)$$

односно, по средовањето со раздвојување на реалниот и имагинарниот дел и изедначувањето на модулите, се добива:

$$(\tilde{U}_j^{(k)})^2 = (\tilde{U}_i^{(k)})^2 - 2 \cdot (\tilde{P}_{i-j}^{*(k)} \cdot \tilde{R}_{i-j} + \tilde{Q}_{i-j}^{*(k)} \cdot \tilde{X}_{i-j}) - \tilde{Z}_{i-j}^2 \cdot \left(\frac{\tilde{S}_{i-j}^{*(k)}}{\tilde{U}_j^{(k)}} \right)^2, \quad (14)$$

и, конечно, биквадратната равенка по непознатата \tilde{U}_j :

$$(\tilde{U}_j^{(k)})^4 - [(\tilde{U}_i^{(k)})^2 - 2 \cdot (\tilde{P}_{i-j}^{*(k)} \cdot \tilde{R}_{i-j} + \tilde{Q}_{i-j}^{*(k)} \cdot \tilde{X}_{i-j})] \cdot (\tilde{U}_j^{(k)})^2 + \tilde{Z}_{i-j}^2 \cdot (\tilde{S}_{i-j}^{*(k)})^2 = 0. \quad (15)$$

Треба да се напомене дека доколку се користи изразот (14) за пресметка на напоните во секоја итерација, делењето со \tilde{U}_j всушност претставува деконволуција на множење.

4. ПРИМЕР

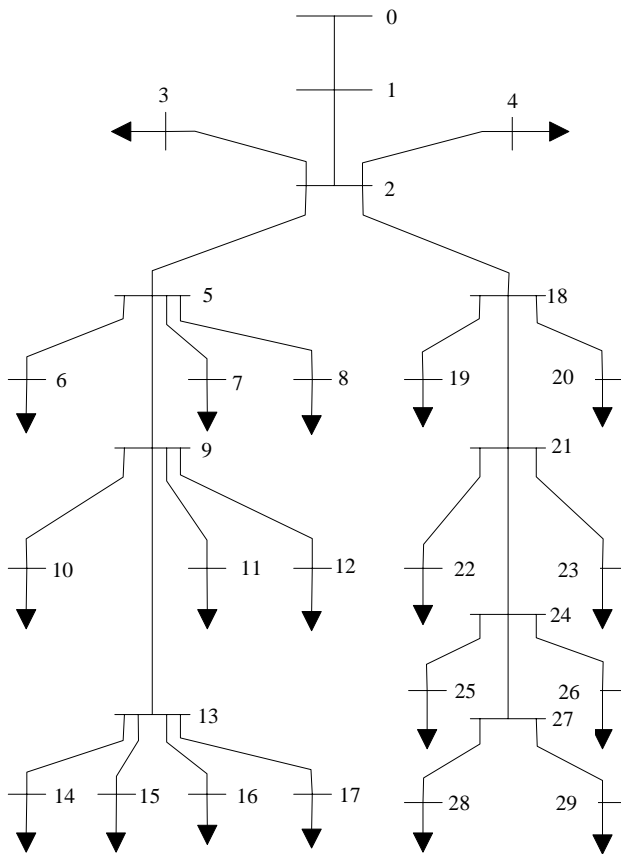
Претходно изнесената постапка ќе ја илустрираме на пример превземен од [5]. Мрежата е прикажана на сликата 3, а податоците за елементите во единични вредности (е.в.) се дадени во Табелата I. Мрежата има 30 јазли вклучувајќи го и напојниот, од кои на 20 се приклучени потрошувачи, како што е тоа прикажано на сликата. Оптоварувањата на сите потрошувачи имаат иста номинална вредност 0,16+j0,08 е.в. Напонот во напојниот јазел "0" изнесува 1,05 е.в.

За потребите на фази пресметката, оптоварувањата на потрошувачите ќе ги фазифицираме на тој начин што ќе ги помножиме со ФБ [0.9, 0.95, 1.05, 1.10], а напонот во напојниот јазел ќе го претставиме со триаголниот ФБ [0.9, 1, 1, 1.05]. Параметрите на елементите на мрежата остануваат обични вредности, како што се дадени во табелата во прилогот.

Резултатите од фази пресметката за напоните во јазлите, како и за активните и реактивните моќности во елементите на краевите на соодветните јазли, се прикажани во Табелата II. Во табелата се прикажани само карактеристичните точки на трапезоидните функции на припадност, односно границите на α -пресеците за $\alpha=0$ и $\alpha=1$.

Процесот на пресметување во конкретниов случај искомвергирал по 8 итерации. Притоа, како критериум на точност е усвоено да збирот на апсолутните вредности на прирастите на 0-пресеците на вкупните активни и реактивни моќности во системот биде помал од 10^{-6} .

Треба да се напомене дека во случајот кога сите влезни ФБ дегенерираат во обични реални броеви ($a_1 = a_2 = a_3 = a_4$) се добиваат исти резултати како и со обичната детерминистичка пресметка на РДМ. На тој начин, оваа втората претставува само специјален случај на првата.



Слика 3. Радијална дистрибутивна мрежа од [5].

ТАБЕЛА I. ПОДАТОЦИ ЗА СИСТЕМОТ.

гранка	R [е.в.]	X [е.в.]
0 - 1	0.0236	0.0233
1 - 2	0.00027	0.0002
2 - 3	0.0051	0.0005
2 - 4	0.0062	0.0006
2 - 5	0.00316	0.00114
5 - 6	0.00297	0.00031
5 - 7	0.00297	0.00031
5 - 8	0.00786	0.00081
5 - 9	0.00128	0.0008
9 - 10	0.0033	0.00034
9 - 11	0.00502	0.00052
9 - 12	0.00273	0.00028
9 - 13	0.00078	0.00049
13 - 14	0.00249	0.00026
13 - 15	0.00262	0.00027
13 - 16	0.00646	0.00066
13 - 17	0.0041	0.00042
2 - 18	0.00117	0.00073
18 - 19	0.00114	0.00012
18 - 20	0.00609	0.00062
18 - 21	0.00119	0.00075
21 - 22	0.0008	0.00026
21 - 23	0.00342	0.00033
21 - 24	0.0009	0.00055
24 - 25	0.00296	0.00030
24 - 26	0.00318	0.00033
24 - 27	0.00092	0.00058
27 - 28	0.00604	0.00068
27 - 29	0.00159	0.00016

5. ЗАКЛУЧОК

Фази броевите и фази математиката претставуваат начин на моделирање на несигурноста која нема статистички карактер и овозможуваат нејзино елегантно вклучување во пресметките на состојбата на системот. Овој пристап може да се разгледува и како проширување во длабочина на интервалните броеви и интервалната математика. Тој не претставува замена за стохастичкиот пристап туку негов квалитативен комплемент.

Резултатите добиени со фази пресметка на состојбата интегрално ги содржат сите решенија за вклучените несигурности. Напорот со кој тоа е направено е само малку поголем, во споредба со оној потребен за обичната детерминистичка пресметка. Од друга страна фази пристапот дава комплетна слика за сите можни состојби на работа на системот. Се чини дека овој пристап отвора нови хоризонти за квалитативно проширување и подобрување на анализата на ЕЕС.

ТАБЕЛА II. РЕЗУЛТАТИ ОД ФАЗИ ПРЕСМЕТКАТА НА МРЕЖАТА ПРИКАЖАНА НА СЛИКА 3.

α	\tilde{U} (е.в.)				\tilde{P}'' (е.в.)				\tilde{Q}'' (е.в.)			
	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0
0	0.9000	1.0000	1.0000	1.0500	3.1818	3.4292	3.8545	4.2926	1.7269	1.8901	2.1502	2.4946
1	0.7243	0.8598	0.8757	0.9407	2.9012	3.0674	3.3948	3.5744	1.4500	1.5328	1.6963	1.7855
2	0.7225	0.8584	0.8744	0.9396	2.8980	3.0632	3.3895	3.5662	1.4476	1.5298	1.6924	1.7794
3	0.7212	0.8573	0.8735	0.9387	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
4	0.7209	0.8571	0.8733	0.9386	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
5	0.7132	0.8510	0.8679	0.9338	1.4435	1.5245	1.6857	1.7689	0.7215	0.7620	0.8425	0.8839
6	0.7125	0.8504	0.8673	0.9333	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
7	0.7125	0.8504	0.8673	0.9333	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
8	0.7112	0.8493	0.8664	0.9325	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
9	0.7103	0.8486	0.8658	0.9320	1.0092	1.0655	1.1779	1.2350	0.5043	0.5324	0.5885	0.6168
10	0.7094	0.8480	0.8652	0.9314	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
11	0.7090	0.8476	0.8649	0.9312	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
12	0.7096	0.8481	0.8653	0.9315	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
13	0.7093	0.8478	0.8651	0.9313	0.5765	0.6086	0.6728	0.7052	0.2880	0.3041	0.3361	0.3521
14	0.7086	0.8473	0.8646	0.9309	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
15	0.7086	0.8473	0.8646	0.9309	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
16	0.7076	0.8465	0.8639	0.9303	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
17	0.7082	0.8470	0.8644	0.9307	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
18	0.7195	0.8559	0.8723	0.9377	1.1546	1.2193	1.3482	1.4145	0.5772	0.6096	0.6740	0.7071
19	0.7192	0.8557	0.8721	0.9375	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
20	0.7179	0.8547	0.8712	0.9367	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
21	0.7171	0.8541	0.8707	0.9362	0.8651	0.9134	1.0098	1.0587	0.4324	0.4565	0.5046	0.5290
22	0.7169	0.8539	0.8705	0.9361	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
23	0.7163	0.8534	0.8700	0.9357	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
24	0.7160	0.8532	0.8698	0.9355	0.5765	0.6087	0.6728	0.7053	0.2881	0.3041	0.3362	0.3523
25	0.7152	0.8525	0.8693	0.9350	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
26	0.7152	0.8525	0.8693	0.9350	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
27	0.7154	0.8527	0.8694	0.9351	0.2882	0.3043	0.3364	0.3526	0.1440	0.1520	0.1680	0.1761
28	0.7138	0.8514	0.8683	0.9341	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880
29	0.7150	0.8524	0.8691	0.9349	0.1440	0.1520	0.1680	0.1760	0.0720	0.0760	0.0840	0.0880

Вкупни загуби во системот: $\Delta \tilde{S} = [0.3017, 0.3892, 0.4945, 0.7726] + j[0.2869, 0.3701, 0.4702, 0.7346]$ (е.в.)

6. ЛИТЕРАТУРА

- [1] CIGRÉ WG 37.10, "Methods for Planning under Uncertainty 'Towards Flexibility in Power System Development'", *ÉLECTRA*, No. 161, Aug. 1995, pp. 143-163.
- [2] L. A. Zadeh, "Fuzzy Sets", *Information and Control*, Vol. 8, 1965, pp. 338-353.
- [3] A. Kaufmann, M. M. Gupta, *Fuzzy Mathematical Models in Engineering and Management Science*, Elsevier, Amsterdam, 1988.
- [4] Д. Рајичиќ, **Вовед во дистрибутивни електроенергетски системи**, Универзитет "Св. Кирил и Методиј", Електротехнички факултет, Скопје, 1995.
- [5] S. Rajagopalan, "A New Computational Algorithm for Load Flow Study of Radial Distribution System", *Comput. and Elect. Engng.*, Vol. 5, 1978, pp. 225-230
- [6] V. Miranda, M. Matos, "Distribution System Planning with Fuzzy Models and Techniques", CIRED – 10th Intl. Conference on Electricity Distribution, Brighton, UK, 1989, pp. 472-476
- [7] D. Dubois, H. Prade, **Fuzzy Sets and Systems – Theory and Applications**, Academic Press Inc., Orlando, 1980.
- [8] H. -J. Zimmermann, **Fuzzy Set Theory - and Its Applications**, 2nd revised edition, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1991.
- [9] J. A. Momoh, X. W. Ma, K. Tomsovic, "Overview and Literature Survey of Fuzzy Set Theory in Power Systems", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol. 10, No. 3, Aug. 1995, pp.
- [10] А. Димитровски, Р. Ачковски, „Стохастичка пресметка на состојбата во радијалните дистрибутивни мрежи: Формулација и модел“, Прво советување на МАКО-СИГРЕ, Струга, 26-28 септември, 1996, стр. 33-43.
- [11] А. Димитровски, Р. Ачковски, „Стохастичка пресметка на состојбата во радијалните дистрибутивни мрежи: Решение и практична примена“, Прво советување на МАКО-СИГРЕ, Струга, 26-28 септември, 1996, стр. 24-32.
- [12] А. Д. Димитровски, „Економско вреднување на варијантни решенија со несигурни податоци“, реферат поднесен за Второто советување на МАКО-СИГРЕ, 1998.

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ, СКОПЈЕ

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО-СИГРЕ

Трајче Черепналковски, Бранко Матевски, Радмила Соколова, Елизабета Бадаровска, Електростопанство на Македонија, Скопје

АНАЛИЗА НА ВН ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО ПОЛОШКИОТ РЕГИОН И ПРЕДЛОЗИ ЗА ПОЈАЧУВАЊЕ

КРАТКА СОДРЖИНА

Во трудот на кратко се претставени резултатите од анализите на состојбата во високонапонската преносна мрежа во полошкиот регион. Бидејќи состојбата на ВН мрежата во регионот е критична, врз основа на анализите предложено е решение за нејзино појачување.

SUMMARY

In this paper the results from the analyses of the conditions of the high voltage network in the Polog region are briefly presented. As the situation of the above mentioned regional network is critical, the solutions for its expansion have been suggested according to the results of the previous analysis.

Клучни зборови: Полог, појачување, ВН мрежа, токови на моќност, загуби на моќ.

1. ВОВЕД

Високонапонската преносна мрежа во полошкиот регион подолг период претставува предмет на студирање и анализи. Во минатото анализирани се повеќе варијанти за нејзино проширување. Но, со оглед дека условите се битно променети се појави потреба да се направат дополнителни согледувања за состојбата и можностите за појачување. Тоа е направено во 1996 г. со Елаборат изработен во секторот за Развој и Инвестиции во ЕСМ. Во овој труд сублимирани се резултатите од изведените анализи и предложеното решение за појачување на ВН-та мрежа во регионот. Во меѓувреме направени се повеќе активности за оцена на изводливоста на решението (обезбедување коридори, меѓусебно влијание со постојните објекти, координирање со зафатите за ревитализација на одредени стари водови во регионот и сл.). Како резултат на сето тоа, предложеното решение е надградено со практичната изводливост и е во фаза на реализација.

Во овој труд е третиран само делот на анализа на мрежата и предложените решениа врз основа на тоа. Предложеното решение е доволно флексибилно да може да биде прилагодено со практичните потреби на неговата просторна изводливост.

2. ПОСТОЈНА СОСТОЈБА

Потрошувачите во регионот се напојуваат преку ТС Гостивар и ТС Тетово, како и ТС Југохром од која се напојува еден од најголемите металуршки комбинати и воедно меѓу најголемите индустриски потрошувачи во Македонија. Во периодот на изведувањето на анализите, извесно беше дека во регионот ќе бидат изградени следните трафостаници 110/x кV/kV: ТС Полог (Гостивар), ТС Тетово 2 и ТС Теарце. Со изградбата на новите ТС (ТС Полог во Гостиварскиот дел и ТС Тетово 2 во градскиот реон на Тетово се во меѓувреме изградени) се подобруваат условите за напојување на потрошувачите преку обезбедување посигурно напојување на дистрибутивната среднонапонска мрежа. Но од друга страна останува отворен проблемот за сигурно и квалитетно напојување на ТС во регионот. Регионот се напојува од две страни и тоа:

- Од ТС Вруток 220/110/x преку 110 кV далновод Вруток-Гостивар-Тетово и Вруток-Југохром. Карактеристично е дека во ТС Вруток се слева енергијата од Мавровските ХЕЦ, поголем дел од енергијата произведена во ХЕЦ Шпилје и ХЕЦ Глобочица, како и од ТЕЦ Осломеј. Исто така ТС Вруток е поврзана и со 220 кV мрежа преку водот Вруток-Скопје 1. Од тоа произлегува и големото значење како и оптовареност на оваа чворна точка.
- Од Скопје преку 110 кV далновод Скопје 1-Тетово и Скопје 3-Југохром.

Значајно е, посебно за изведбеното решение, дека за дел од водовите во регионот потребна е ревитализација поради нивната старост и состојба.

Дистрибутивната потрошувачка во полошкиот регион се карактеризира со релативно висок коефициент на пораст, споредено со просечниот тренд во Македонија. Во Табелата I претставени се дистрибутивната потрошувачка и просечниот годишен пораст за периодот 90 - 97.

Табела I. Остварена потрошувачка на ел. енергија

	Потрошена ЕЕ 90 г. (MWh)	Потрошена ЕЕ 97 г. (MWh)	Прос. год. пораст 90-97 (%)
Тетово	188,456	324,739	8.1
Гостивар	122,731	197,481	7.0
Македонија	3,357,840	4,399,704	3.9

На состојбите во регионот и идната конфигурација на мрежата ќе влијае статусот, начинот и обемот на работа, како и идниот развој на Југохром. Во анализите е земено за 1995 г. дека во режим на максимално оптоварување во системот, Југохром ќе има редуциран товар што одговара на реалната состојба во 1995 г. согласно договорот со ЕСМ.

Распределбата на моќностите и напонските прилики во режим на максимално оптоварување за 1995 г. во регионот претставени се шематски на Сл. 1. Очигледно е дека водот Вруток - Гостивар е многу високо оптоварен. Со оглед на високиот

поработ на оптоварувањето во овој регион хитно е потребно да се изведе појачување на мрежата во регионот. Во постојната конфигурација релативно лесно и брзо се доаѓа до заклучок за тесните грла. Предлагањето на решение за појачување е покомплексен процес со оглед на големиот број можни комбинации т.е. варијанти од кои треба да се избере и предложи најдоброто решение, а да истото биде и практично изводливо со оглед на состојбите на просторот.

3. ПРИМЕНЕТА МЕТОДОЛОГИЈА

За анализа на токовите на моќност и на напонските прилики користен е програмскиот пакет CLF-OPF. CLF-OPF е кратенка на неговите основни функции и можности. Овој програмски пакет овозможува пресметка во стационарен режим на токовите на моќност и на напонските прилики без воведување на посебни ограничувања, пресметка на токовите на моќност и напонските прилики со воведување на ограничување за можното производство и напоните во јазлите и пресметка на оптимални токови на моќност. Со негова помош се извршени пресметките на сите варијанти во овој елаборат и тоа :

- токовите на активна и реактивна моќност низ сите гранки.
- напоните во сите јазли во преносната мрежа.
- загубите на активна и реактивна моќност во сите гранки, поединачно и вкупно за целата мрежа.
- проверка на состојбата со критериум (n-1)

Сите пресметки се работени за режим на максимално оптоварување во 1995 и 2000 г. Врвното оптоварување е усогласено со очекуваниот прогнозиран пораст за разгледуваниот период. Во пресметките на можните нови варијанти во 1995. и 2000 г. прифатени се новите ТС во регионот. За постојната состојба и за предложените варијанти, направени се дополнителни пресметки да се оцени нивната осетливост на промени во структурата на изворите, посебно на ХЕЦ Вруток кој се очекува да има најголемо влијание.

4. АНАЛИЗИРАНИ ВАРИЈАНТИ ЗА ПОЈАЧУВАЊЕ

За појачувањето на мрежата во регионот анализирани се следните пристапи:

- Варијанти со изградба на нов вод од Вруток према потрошувачките центри во регионот,
- варијанти со сечење на постојниот вод Осломеј – Вруток и на тој начин директно поврзување на ТЕЦ Осломеј со потрошувачите во Полог (ТС Гостивар или ТС Полог) и остварување на нова врска ТС Вруток ТС (Гостивар или Полог),
- како и комбинација на двете основни концепции.

Во Табелата II. дадени се избрани варијанти и загубите на моќност во целата мрежа за дефинираните режими во 1995 г. и во 2000 г.

Табела II. Варијанти за појачување на ВН Мрежа во полошкиот регион

Варијанта	Елементи за појачување	Загуби, 1995, (MW)	Загуби 2000, (MW)
0.0	Постојна состојба	24.07	
1.1	- Вруток-Гостивар	23.97	
2.1	- Вруток-Полог	23.83	31.99
3.1	- Вруток-Тетово	23.58	
4.1	- Вруток-Тетово2	23.53	30.35
5.	Пресек на вод: - ОслOMEј-Вруток		
5.1	- Вруток-Гостивар - ОслOMEј-Полог - Од вод Гостивар-Тетово Влез-излез во Полог	23.52	
5.2	- Вруток-Полог - ОслOMEј-Полог - Од вод Гостивар-Тетово Влез-излез во Полог	23.50	29.61
5.3	- Вруток-Полог - ОслOMEј-Гостивар - Од вод Гостивар-Тетово Влез-излез во Полог	23.58	
5.4	- Вруток-Гостивар - ОслOMEј-Полог - Полог-Тетово 2	23.41	29.51
5.5	- Вруток-Полог - ОслOMEј-Гостивар - Полог-Тетово 2	23.71	30.00
6.1	- Вруток-Полог - Полог-Тетово 2	23.86	30.08

На сликите 2.-5. за илустрација шематски се претставени состојбите во регионот за варијантите 2.1, 4.1, 5.4 и 5.5 во 2000 г.

Со деталните анализи се покажува дека секоја од анализираните варијанти поволно делува на состојбата во регионот, посебно на растеретување на водот Вруток-Гостивар. Но, очигледно е дека кај решениата со нов вод кој поаѓа од Вруток, имаме состојба да при испад на тој нов вод доаѓаме на почетна состојба. Исто така, во секоја од овие варијанти имаме вод кој е повеќе оптоварен од другите. Од Табела II. може да се види дека загубите на моќност кај овие варијанти (различни од 5.x) се нешто повисоки.

Групата на анализирани варијанти 5.x се засноваат на идејата да дел од производството во западна Македонија се насочи подиректно кон потрошувачките центри во полошкиот регион. Тоа наједноставно се изведува со сечење на водот ОслOMEј-Вруток. Ова решение досега не е разгледувано и претставува оригинална идеја на ова истражување. Анализите покажуваат дека овие варијанти се поволни и даваат најдобри решениа. И од Табелата II. е видно дека варијантата 5.4 има најмали загуби. Покрај тоа, се растеретува и ТС Вруток со што се овозможува

поедноставно прифаќање на новото идно производство од западна Македонија. Од оваа група на варијанти предност како најповолна е дадена на варијантата 5.4 со која со сечење на водот Осломеј-Вруток се поврзува Осломеј со новата ТС Полог, а со другиот крак се остварува втора врска на ТС Вруток со ТС Гостивар. ТС Полог со нов вод се поврзува со ТС Тетово 2. Како алтернатива, разгледувана е варијантата 5.5 во која Осломеј се поврзува со ТС Гостивар, а Вруток со ТС Полог. Иста останува врската на ТС Полог со ТС Тетово 2. Во подоцнежните разгледувања и оценка на практичната изводливост, (поврзано со обезбедување на коридори, зафати за ревитализација и др.) предложено е појачувањето да се реализира спрема варијантата 5.5. За овие варијанти направени се сите проверки при испад на вод и осетливост на промена на структурата на изворите. При сите режими оптоварувањето на водовите и напонските прилики се задоволителни и не бараат дополнителни мерки.

5. ЗАКЛУЧОК

Врз основа на извршените детални анализи предложена е концепција за појачување на мрежата во регионот со сечење на постојниот вод Осломеј - Вруток и поврзување на Осломеј директно со ТС Гостивар или со новата ТС Полог од една страна и поврзување на Вруток со ТС Полог или втора врска со ТС Гостивар соодветно. Во двете алтернативи ТС Полог се поврзува со ТС Тетово 2. Варијанти 5.4 и 5.5.

Со ваквото решение се овозможува поврзување на ТЕЦ Осломеј директно со потрошувачките центри, појачување на врската на Вруток со регионот, како и ослободување на можност за развој на врските на ТС Вруток со идните извори во западна Македонија.

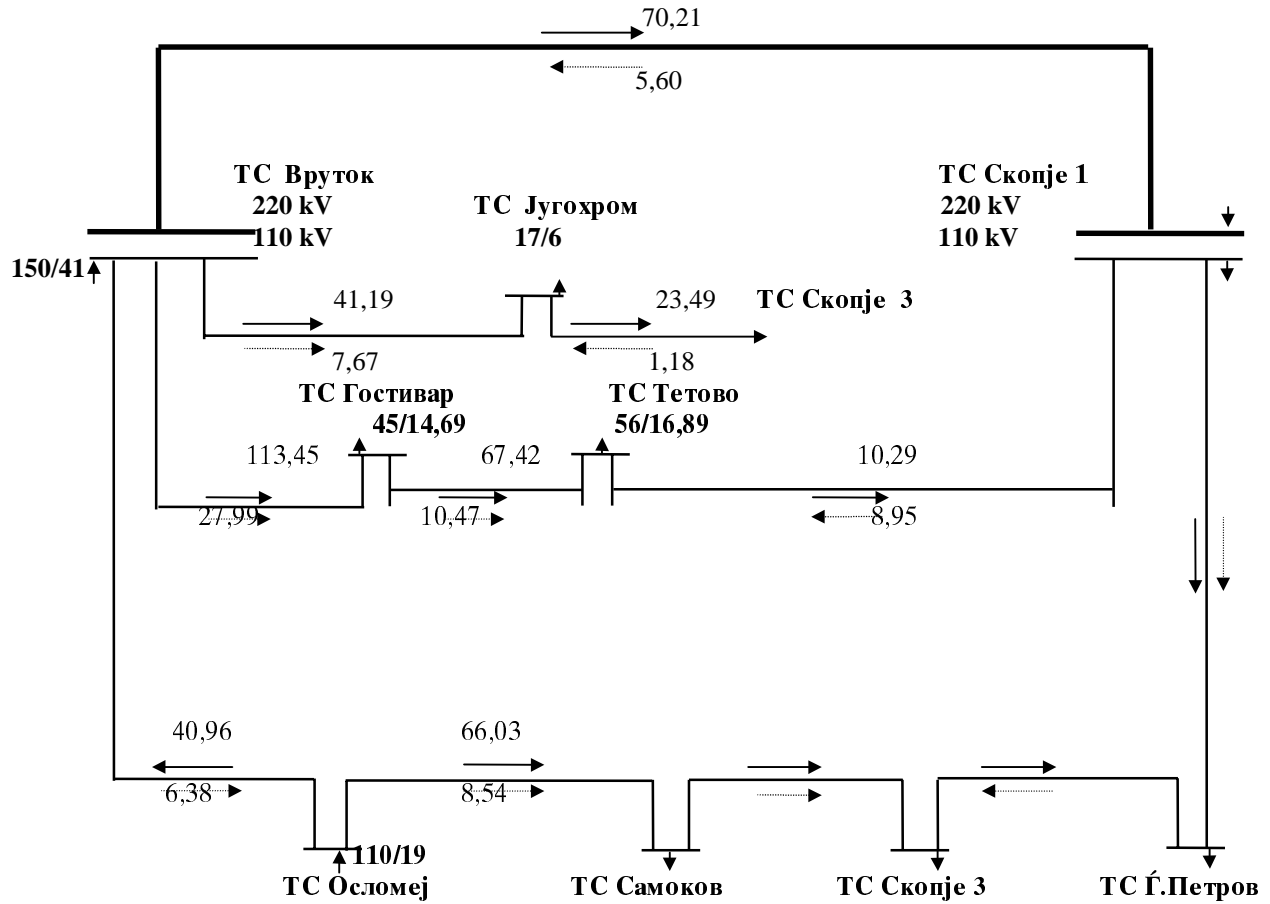
На изведбеното решение ќе влијаат и други фактори кои ќе треба да се земат во предвид, посебно: дел од водовите во тој регион треба да се ревитализираат, како и отежнатите можности за обезбедување нови коридори, посебно во околината на Гостивар.

Анализираните варијанти се проверени и од економски аспект и предложените решениа и од тој аспект се поволни.

КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА

1. Елаборат за распределба на моќноста во ЕЕС во полошкиот регион, со можни решениа, Т. Черепналковски, Р. Соколова, Е. Бадаровска, ЈП електростопанство на Македонија, Скопје, 1996.

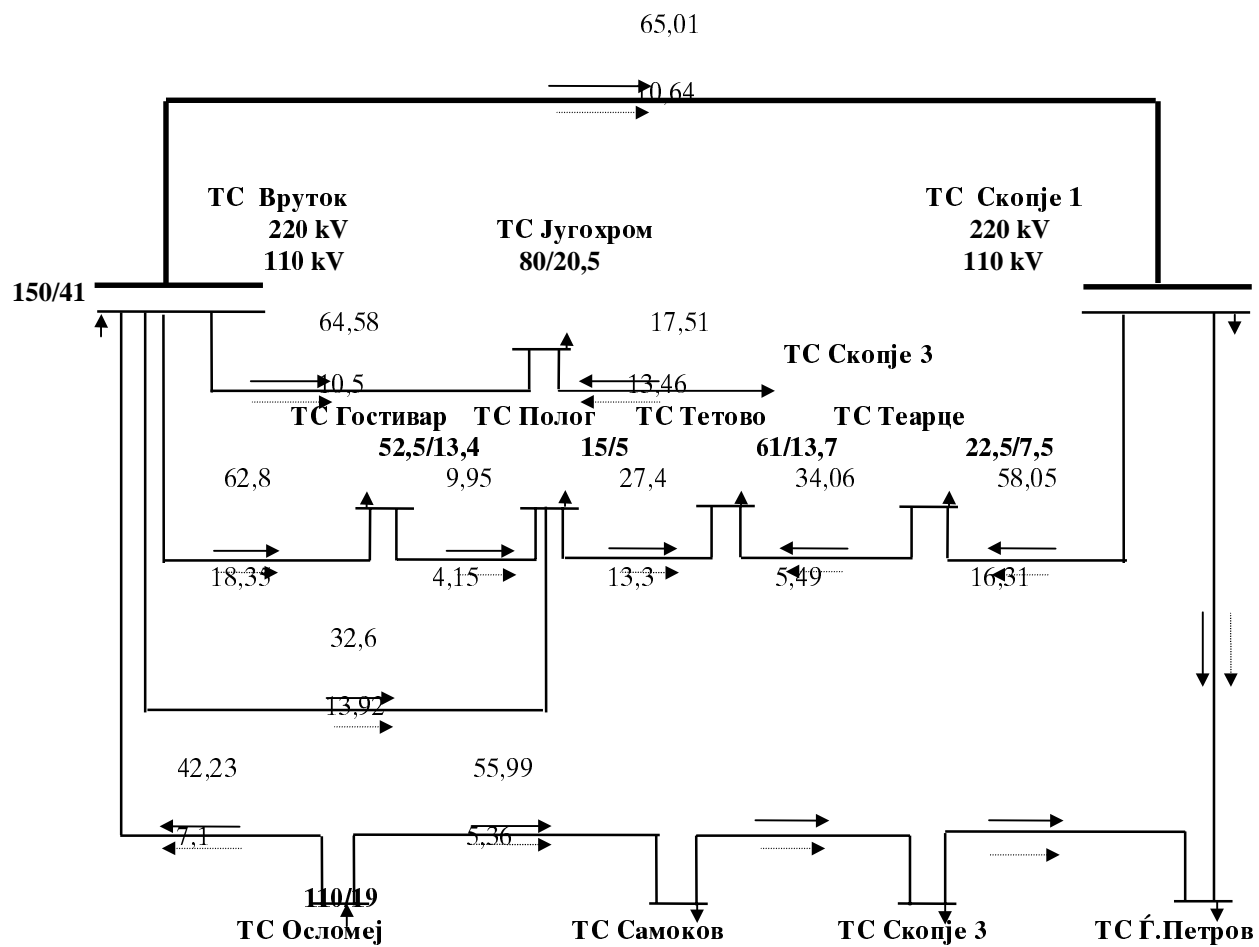
**Еднополна шема на преносната мрежа во полошкиот регион
(Максимален режим јануари 1995 година)**



- активно оптеретување (MW)
- реактивно оптеретување (MVar)
- ↑ потрошувачка на соодветната
собирица (MW/MVar)
- ↓ производство на соодветната
собирица (MW/MVar)

Слика 1. Варијанта 0.0. - 1995 год.

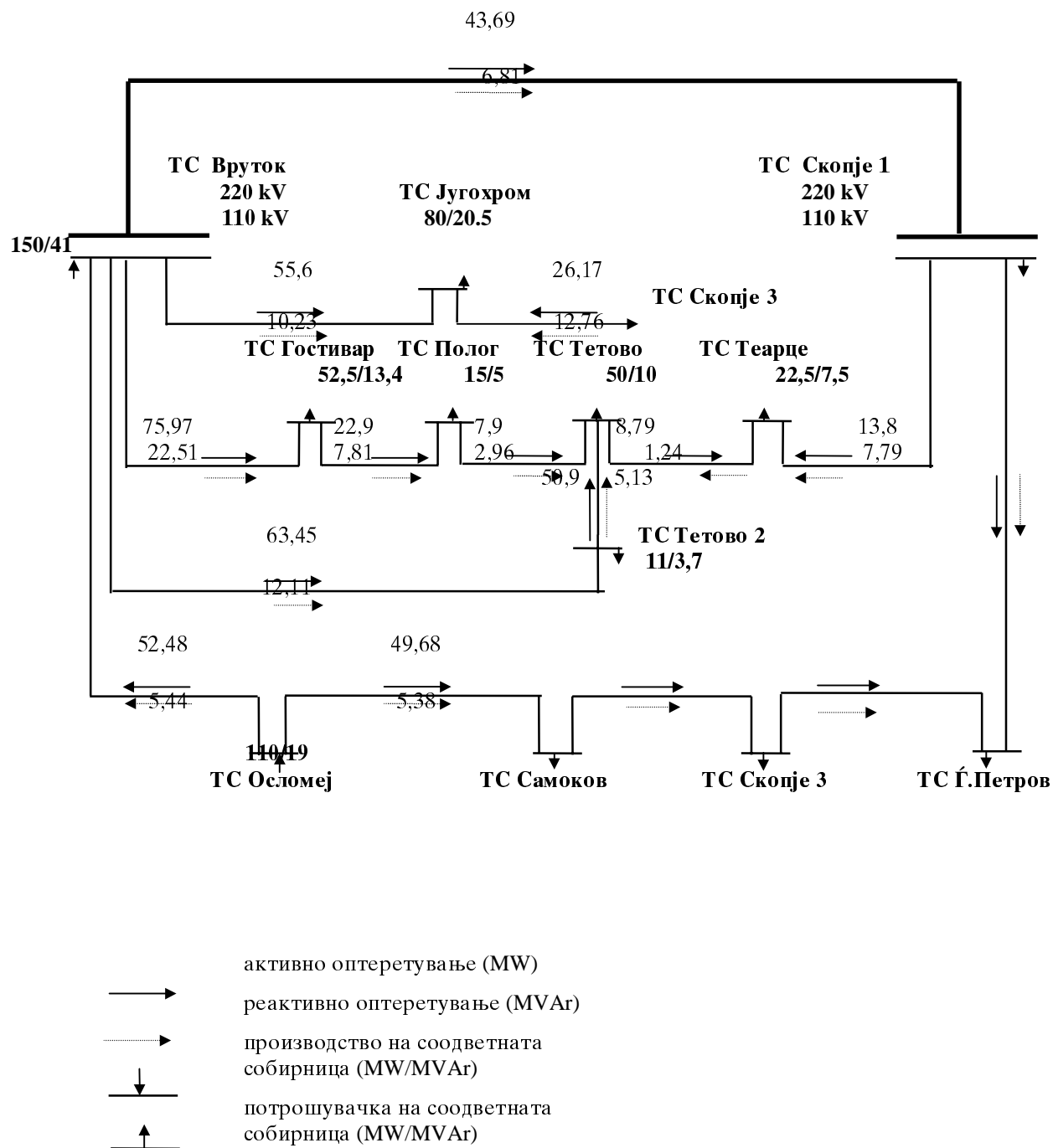
**Еднополна шема на преносната мрежа во полошкиот регион
(Максимален режим 2000 год.)**



- активно оптеретување (MW)
- реактивно оптеретување (MVA_r)
- производство на соодветната
собирица (MW/MVA_r)
- ↓ потрошувачка на соодветната
собирица (MW/MVA_r)
- ↑

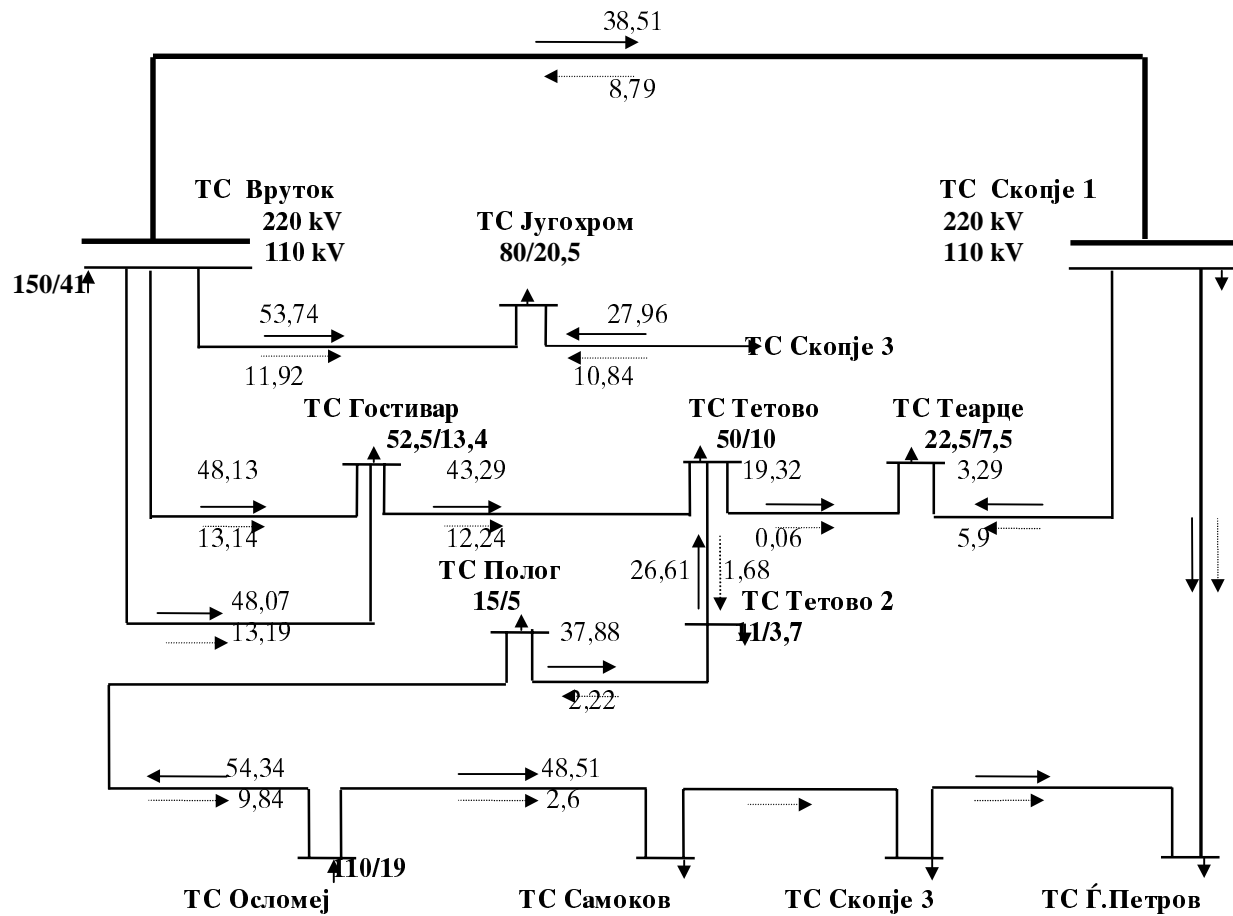
Слика 2. Варијанта 2.1. - 2000 год.

**Еднополна шема на преносната мрежа во положкиот регион
(Максимален режим 2000 год.)**



Слика 3. Варијанта 4.1. - 2000 год.

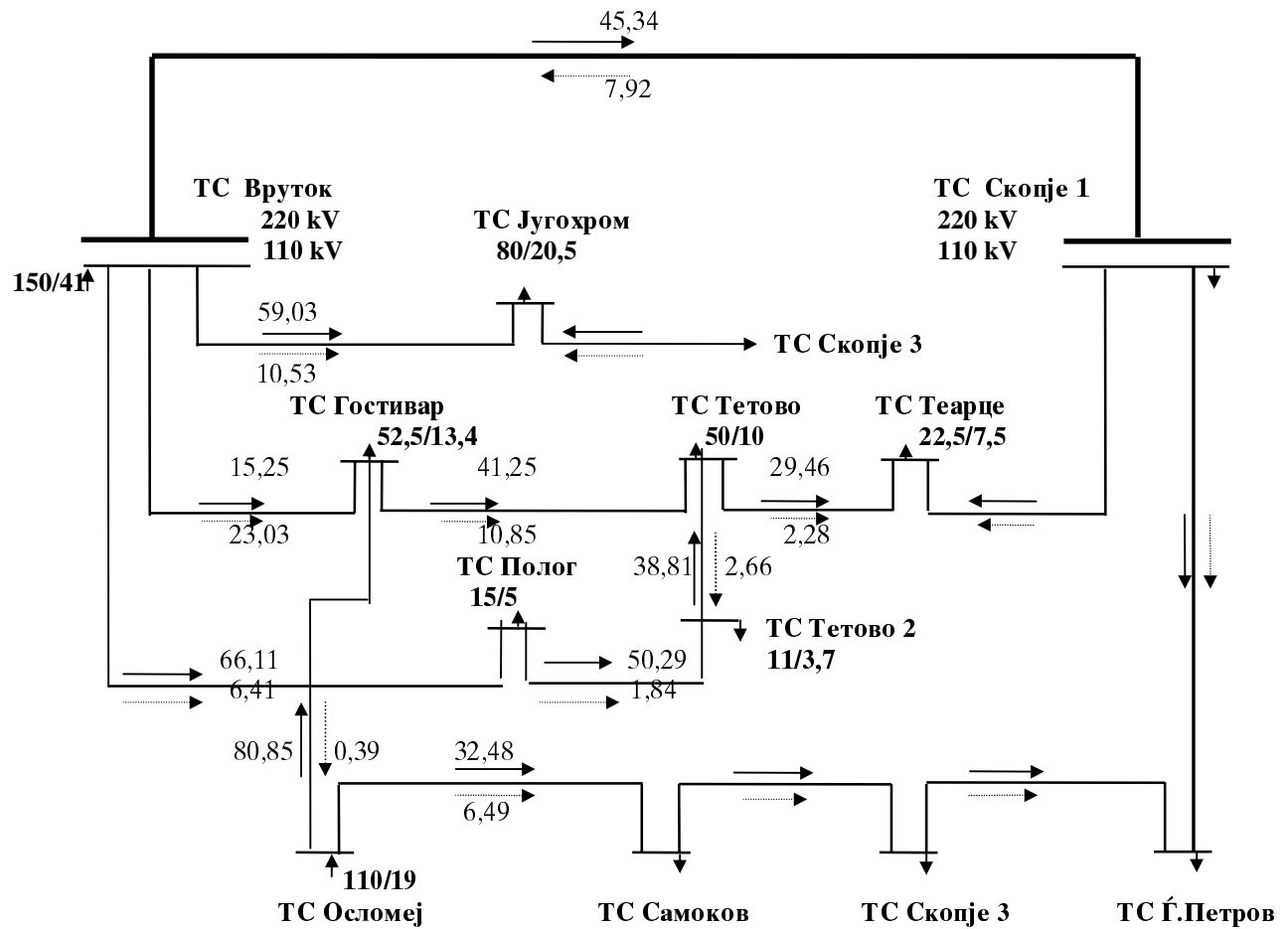
**Еднополна шема на преносната мрежа во полошкиот регион
(Максимален режим јануари 2000 год.)**



- активно оптеретување (MW)
- - - - - реактивно оптеретување (MVA_r)
- ↓ производство на соодветната
собирица (MW/MVA_r)
- ↑ потрошувачка на соодветната
собирица (MW/MVA_r)

Слика 4. Варијанта 5.4. - 2000 год.

**Еднополна шема на преносната мрежа во полошкиот регион
(Максимален режим јануари 2000 год.)**



- активно оптеретување (MW)
- ⋯→ реактивно оптеретување (MVar)
- ↓ производство на соодветната
собирица (MW/MVar)
- ↑ потрошувачка на соодветната
собирица (MW/MVar)

Слика 5. Варијанта 5.5. - 2000 год.