

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

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО-СИГРЕ

СЕКЦИЈА III: МРЕЖИ

СТУДИСКИ КОМИТЕТ 37: ПЛАНИРАЊЕ НА РАЗВОЈОТ НА ЕЕС

СТРУЧНИ ИЗВЕСТИТЕЛИ: Јелена Грашеска Шекеринска

Иван Атанасков

ЈП “Електростопанство на Македонија“

ИЗВЕШТАЈ НА СТРУЧНИТЕ ИЗВЕСТИТЕЛИ

За II Советување на МАКО-СИГРЕ во студискиот комитет 37 се пристигнати 15 стручни реферати. Трудовите обработуваат теми кои се во склад со преференцијалните теми на Студискиот комитет 37, предвидени за ова советување. Согласно обработените теми овие 15 реферати се поделени во три подгрупи и тоа:

Подгрупа 1 - Планирање на развој на електроенергетскиот систем

со 6 реферата и 2 информации;

Подгрупа 2 - Планирање на електроенергетски извори

со 3 реферата;

Подгрупа 3 - Планирање на развој на електрични мрежи

со 5 реферата и 1 информација;

Подгрупа 1

Од пристигнатите 6 стручни труда за оваа подгрупа, 4 труда се оценети како реферати, а 2 труда како информации.

Реферат број 37.01

Трајче Черепналковски

Иван Атанасков

Димитар Стојанов

ЈП “Електростопанство на Македонија“

**ТЕХНИЧКИ АСПЕКТИ НА СТАТУСНИТЕ
ПРОМЕНИ ВО ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР**

Во трудот се иницирани прашања поврзани со работата и планирањето на ЕЕС во светло на дерегулиран и отворен пазар на електрична енергија, а во функција на отворање на согледување на состојбите во кои ќе се најде ЕЕС на Македонија во блиска иднина.

Реферат број 37.02

Трајче Черепналковски
Јелена Грашеска Шекеринска
Елизабета Бадаровска
ЈП “Електростопанство на Македонија“
Никола Черепналковски
Министерство за стопанство

БАЛКАНСКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ ИНТЕРКОНЕКЦИИ

Во рамките на Црноморскиот Регионален Енергетски Центар (BSREC) е реализирана работна задача за евидентирање на можни проекти за интерконекција во Балканскиот регион, како и за поврзување на регионот со околните системи. Трудот се осврнува и на стратегијата за развој на Транс Европските Мрежи (ТЕН – Trans European Networks) поврзана со регионот. Исто така анализиран е енергетскиот баланс во регионот, од кој произлегуваат потенцијални проекти за интерконекција во регионот и применетата методологија за нивно рангирање.

Информација број 37.03 Вангел Фуштиќ
Електротехнички факултет - Скопје

КАРАКТЕРИСТИЧНИ АСПЕКТИ НА РАЗВОЈОТ НА СВЕТСКИОТ ЕЕС ЗА ПЕРИОД ПО 2000 ГОДИНА

Во трудот се дава преглед на очекуваниот развој на потрошувачката и производството на електрична енергија во светот по 2000 година, како и карактеристични развојни аспекти на електроенергетиката во светот во однос на искористување на енергетските ресурси, организираноста, дерегулацијата и начинот на одлучување во електроенергетскиот сектор, функционирањето на енергетскиот пазар, нивото на автоматизација и размената на информации.

Прашања поставени од авторот:

- Кои од набележаните аспекти на развојот на светското електростопанство се интересни за македонското електростопанство?
- Каков ќе биде карактерот на инвестициите во задоволувањето на нараснатите потреби на конзумот од аспект на светската цена на капиталот?

Реферат број 37.04

Александар Димитровски
Електротехнички факултет - Скопје

ЕКОНОМСКО ВРЕДНУВАЊЕ НА ВАРИЈАНТНИ РЕШЕНИЈА СО НЕСИГУРНИ ПОДАТОЦИ

Во трудот е прикажан еден нов пристап на економско вреднување на варијантни решенија со несигурни влезни податоци . Несигурноста е моделирана со примена на фази броеви . Фази пристапот е илустриран со практичен пример, при што е добиен опсег на сите можни сценарија што произлегуваат од несигурните влезни податоци. На тој начин анализата на осетливост се врши симултано со фази анализата.

Информација број 37.05 Трајан Мавков
ЈП “Електростопанство на Македонија“

ПРЕДЛОГ НА НОВ ТАРИФЕН СИСТЕМ ЗА ПРОДАЖБА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Предлогот на новиот тарифен систем се очекува стимулативно да влијае врз рационалната потрошувачка на електрична енергија. Со погодни тарифни облици и стимулативни односи во тарифните ставови за електрична моќност и електрична енергија му се дава можност на корисникот да оствари намалени трошоци. Се очекува дека потрошувачката на електрична енергија да кореспондира во поголема мера на оптималниот погон на производните капацитети. Така корисниците и испорачувачите на електрична енергија взаемно би оствариле намалени вкупни трошоци по KWh , со што би се намалиле трошоците и би се создале можности за посигурно функционирање на електроенергетскиот систем на Република Македонија.

Реферат број 37.06 Д-р Леонид Грчев
м-р Марија Кацарска
Електротехнички факултет - Скопје

ЕКОЛОШКИ АСПЕКТИ НА ЕЛЕКТРО- МАГНЕТНАТА КОМПАТИБИЛНОСТ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР

Во современиот живот бројот и моќноста на разни извори на електромагнетно поле постојано се зголемува. Истражувањата за влијанието на електромагнетното поле врз живите суштества, пред се врз луѓето, од ден на ден се и побројни и пообемни, но и често и провокативни и алармантни. Рефератот како и планираните понатамошни истражувања во овој правец претставуваат допринос во зголемувањето на светските сознанија за овој проблем на цивилизацијата од крајот на 20 век. Во рефератот е даден кус преглед на проблемите кои настануваат поради можните неповолни влијанија на ЕЕС врз околината и наведени се искуства за нивно решавање во нашата средина.

Подгрупа 2

Пристигнатите се 3 стручни труда за оваа подгрупа кои се оценети како реферати.

Реферат број 37.07 М-р Атанас Илиев
Електротехнички факултет - Скопје

ПОВЕЌЕКРИТЕРИУМСКА ОПТИМИЗАЦИЈА НА РАБОТА НА СЛОЖЕН ЕЕС СО ВКЛУЧУВАЊЕ НА ЕКОНОМСКИОТ И ЕКОЛОШКИОТ КРИТЕРИУМ

Во трудот е прикажан метод за краткорочна оптимизација на погон на термоелектрани и хидроелектрани во сложен ЕЕС базиран на повеќекритериумска функција на цел која ги поврзува вкупните трошоци за гориво и емисијата на полутанти во околината. Функцијата се минимизира со тежински фактори за

поделните влијанија. Прикажано е влијанието на усвоените тежински фактори.

Прашање:

- Колку е доверлива карактеристиката на емисија на полутанти во функција на моќноста на ТЕЦ?

Реферат број 37.08

Д-р Томе Бошевски
м-р Антон Чаушевски
Електротехнички факултет -Скопје

ПОТРЕБИ И МОЖНОСТИ ЗА ВОВЕДУВАЊЕ НА НУКЛЕАРНИ ЦЕНТРАЛИ ВО ЕЕС НА МАКЕДОНИЈА

Во трудот се анализирани условите во кои работи ЕЕС на Македонија и се предлагаат одделни непосредни активности за зголемување на стабилноста и доверливост на ЕЕС. Во вториот дел од трудот се анализираат правците на долгорочниот развој на ЕЕС и се заклучува дека нуклеарната опција е реалност.

Прашање:

- Нуклеарната опција е неминовна, но прашање е динамиката на реализацијата. Дали таа нема да се реализира дури по исцрпувањето на сите можности за производство на електрична енергија во гасни електрани?

Реферат број 37.09

Јелена Грашеска Шекеринска
Драган Михајловски
ЈП “Електростопанство на Македонија“

РЕЛАТИВНА ЕНЕРГЕТСКО - ЕКОНОМСКА ВРЕДНОСТ НА ХЕЦ КОЗЈАК И ГАСНА ЕЛЕКТРАНА

Во трудот се споредуваат ефектите на ХЕЦ Козјак и хипотетична Гасна електрана врз ЕЕС на Македонија . Тие ефекти се и економски валоризирани. Прикажани се и влијанијата на одделни параметри врз релативната енергетско-економска вредност на разгледуваните електрани.

Подгрупа 3

Од пристигнатите 6 стручни труда за оваа подгрупа, 5 труда се оценети како реферати, а 1 труд како информација.

Реферат број 37.10

Д-р Властимир Гламочанин
М-р Драган Андонов
Електротехнички факултет -Скопје
Трајче Черепналковски
Зоран Делев
Елизабета Бадаровска
ЈП “Електростопанство на Македонија“
Биљана Стојковска

ГИС - СТАНДАРД НА СОВРЕМЕНИТЕ ДИСТРИБУТИВНИ СИСТЕМИ

ГИС претставува информациски систем со географска димензија како важна и корисна карактеристика на енергетскиот систем, но исто така со електрична типолошка димензија, кои ги овозможуваат и прикажуваат информациите за обликот и локацијата на секој елемент на мрежата. ГИС овозможува добра основа за развивање на нови апликации за управување и контрола на дистрибутивните мрежи и предуслов за автоматизација на истите. Во овој труд се изложени нашите искуства во користењето на мапите, интеграцијата на податоците на демо подрачјето на Скопје.

Реферат број 37.11 Д-р Властимир Гламочанин
 М-р Драган Андонов
 Електротехнички факултет-Скопје
 Јелица Трпчевска
 Светлана Илиевска
 ЈП “Електростопанство на Македонија“
 Електродистрибуција - Скопје
 Биљана Стојковска
 Душко Србиновски

ЕСМАП - ПРЕДУСЛОВ ЗА АВТОМАТИЗАЦИЈА НА ДИСТРИБУТИВНИТЕ СИСТЕМИ

Во рефератот е прикажан текот на реализација на проектот “Интегрирана компјутерска ГИС околина за планирање и развој на електроенергетски дистрибутивни системи“, искуствата од досегашната работа врз проектот и правци за натамошната негова надградба во функција на корисничките потреби.

Реферат број 37.12 д-р Драгослав Рајичиќ
 Електротехнички факултет-Скопје
 Христафил Грозданоски
 ЈП “Електростопанство на Македонија“
 Електродистрибуција - Охрид

СПЕЦИФИЧНИ ГОДИШНИ ТРОШОЦИ ЗА ДИСТРИБУТИВНИ МРЕЖИ

Во трудот е опишана постапка за пресметка на годишни трошоци за дистрибутивна мрежа на површина со плошина од еден квадратен километар (наречени специфични годишни трошоци). Изложениот пристап може да се користи при економска споредба на различни варијанти на дистрибутивни мрежи. Добиените резултати даваат практични насоки што можат да бидат корисни при планирање и проектирање на дистрибутивни мрежи со најмали специфични годишни трошоци.

Реферат број 37.13 Д-р Весна Борозан
 Електротехнички факултет-Скопје
 D-r Mesut Baran

NCSU, Raleigh, NC, USA
D-r Damir Novosel
D-r Khoi T. Vu
ESTI, ABB Power T&D Company, Raleigh, USA

АВТОМАТИЗАЦИЈА НА ДИСТРИБУТИВНИТЕ СИСТЕМИ

Во трудот се презентирани неколку прототипови системи за автоматски надзор и управување со дистрибутивни системи кои соодветствуваат на денешното ниво на на технолошкиот развој и постојната изграденост на електроенергетската дистрибутивна мрежа во Македонија.

Реферат број 37.14 Д-р Весна Борозан
Електротехнички факултет-Скопје
D-r Mesut Baran
NCSU, Raleigh, NC, USA
D-r Damir Novosel
D-r Khoi T. Vu
ESTI, ABB Power T&D Company, Raleigh, USA

АВТОМАТСКА РЕГУЛАЦИЈА НА НАПОНИТЕ И РЕАКТИВНИТЕ МОЌНОСТИ ВО ДИСТРИБУТИВНИТЕ СИСТЕМИ

Во трудот е прикажан концептот на интегрирана автоматска регулација на напоните и реактивните моќности во дистрибутивната мрежа, како една од најважните и најпожелните функции на модерните системи на автоматско управување.

Информација број 37.15 Благој Гајдарџиски
ЈП “Електростопанство на Македонија“
Електродистрибуција-Скопје

ОСНОВНО СНАБДУВАЊЕ НА СКОПЈЕ, СЕГАШНОСТ И ПРЕДВИДУВАЊА

Во трудот е направен осврт на принципите на досегашното планирање на развојот на електродистрибутивните објекти во скопското конзумно подрачје и реализацијата на развојните планови. Се наметнува потребата од изготвување на нови планови за наредниот период по 2000 година кои треба врз основа на актуелната изграденост да утврдат оптимален развој на скопската дистрибутивна мрежа и да предвидат нови посовремени решенија воведувајќи вкупна модернизација на електродистрибутивниот систем.

Известители,
Ј. Грашеска Шекеринска
И. Атанасков

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ, СКОПЈЕ

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО-СИГРЕ

Трајче Черепналковски
Иван Атанасков
Димитар Стојанов
Електростопанство на Македонија, Скопје

ТЕХНИЧКИ АСПЕКТИ НА СТАТУСНИТЕ ПРОМЕНИ ВО ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР

КРАТКА СОДРЖИНА

Процесите за дерегулација и отварање на пазар на електрична енергија се во врвот на интересирање во електроенергетскиот сектор во светот. Преминот од монополско кон пазарно организирање на секторот е процес во кој ќе се промени и усогласи филозофијата и начинот на работа, управување, оперативно планирање и планирање на развојот на Електроенергетските системи (ЕЕС). Во трудот се иницирани некои прашања поврзани со работата и планирањето на ЕЕС во светло на овие промени, а во функција на отварање на размислувањата за правците и состојбите во кои ќе се најде и нашиот ЕЕС во иднина.

SUMMARY

The processes of deregulation and electricity market opening are on the top of interest in the electric power sector worldwide. The transition from monopoly to market organization of the sector is a process in which the philosophy of operation, control, operating planning and expansion planning of electric power systems shall be changed. In this paper some questions concerning the operation and planning of the electric power systems are initiated in accordance to these changes, to open the discussions for possible alternatives of the future of our electric power system.

Клучни зборови: Деререгулација, пазар на електрична енергија, систем оператор, цена, експлоатација и управување на ЕЕС, сигурност, доверливост, интерконекции

1. ВОВЕД

Речиси во целиот свет актуелни се процеси на дерегулација на електроенергетскиот сектор и отварање на конкуренција и слободен електроенергетски пазар.

Вертикално интегрираните јавни или монополски претпријатија се раздвојуваат на посебни целини: Производство, Пренос и Дистрибуција.

Независните производители на електрична енергија (IPP - Independent Power Producers) се повеќе присатни во покривањето на потребите на потрошувачите. Многу често се појавуваат тешкотии во управувањето со IPP од страна на Диспечерите со оглед на разни ограничувања кои се појавуваат во работењето на електроенергетскиот систем (ЕЕС).

Во Европската Унија (ЕУ) во првиот чекор околу 25% од пазарот на електрична енергија треба да биде отворен т.е. ќе се остварува надвор од монополите. Овој процент ќе порасне во иднина. Со директивата на ЕУ потрошувачите кои сега се снабдувани од едно монополско претпријатие, можат да бидат снабдувани од други производители, или од странство, покривајќи ги трошоците за преносните услуги.

Управувањето на ЕЕС во услови на вакви промени е засновано на концептот на vControl Area (самостоен дел на пошироко интегриран ЕЕС), составена од преносна мрежа и нејзини корисници (повеќе производители, вклучувајќи ги IPP, голем број на потрошувачи напојувани од различни снабдувачии).

vControl Area треба да биде снабдена со опрема за надзор и управувачки средства да ги усогласи производството и потрошувачката и да ги управува тековите на моќноста и напонските прилики т.е. да обезбеди сигурна и квалитетна работа на системот. За секоја vControl Area овие активности, помеѓу останатото, се под надлежност на т.н. Систем Оператор, кој ги извршува функциите преку Диспечерски Центар (Control Center).

2. АЛТЕРНАТИВНИ ОРГАНИЗАЦИОНИ СЦЕНАРИЈА

ЕЕС можат да бидат организирани на различни начини. Нескромно би било да се сака да се направи целосен преглед. Во оваа прилика, за да се добие претстава и подобро да се разберат некои натамошни образлагања ќе го искористиме сублимираното претставување дадено во [1].

А. Модел на Интегрирано претпријатие

Тоа е конвенционален модел на интегрирано претпријатие кое покрива производство и преносни услуги. Производството може да биде отворено кон конкуренција преку тендери за долгорочно снабдување. Претпријатието има монопол за напојување за дадена територија. Тоа е предмет на стриктна регулатива која покрива инвестирање и цена на ел. енергија.

Б. Модел со Ограничен отворен пристап

Повторно, овој модел се состои од интегрирано претпријатие кое покрива производство и пренос, но претпријатието треба да ја отвори мрежата за IPP со можност да се договараат директно со избраните потрошувачи. Овој модел може да има две различни форми, зависно од пристапот кој ќе биде овозможен на третата страна. Производителите на кои ќе им биде овозможен пристап до мрежата, ќе можат да продаваат ел.енергија само на претпријатија за

дистрибуција или на претпријатија за дистрибуција и во исто време и на директни потрошувачи.

Ц. Модел на вНезависен Систем оператор

Во овој модел Производството и Преносните услуги се изведуваат одвоено. Во овој случај може да се организира **електроенергетска берза** (vspot market) каде може да се преговара за услови и цени.

Претходниот преглед не ја презентира комплетната можна структура. Можни се разни комбинации и тоа зависи од локалните услови, историја и определувања.

На сл. 1 претставени се шематски можна организација, тек на енергија и можни врски за продажба т.е. договарање (трансакции).

3. ЕКСПЛОАТАЦИЈА И УПРАВУВАЊЕ НА ЕЕС

Без разлика на организационите сценарија, ЕЕС се управува така да обезбеди сигурна и непрекината работа при сите промени на условите кои се случуваат и тоа на најекономичен начин. При тоа, посебно треба да се истакнат следните технички аспекти:

- Перформанси на преносниот систем (варијација на фреквенција, варијација/флукуација на напон, континуитет во напојување, квалитет на синусоида и т.н.)
- Барања кон производните објекти:
 - Перформанси на заштитата во смисол на големи отстапувања на фреквенцијата и напонот, губиток на стабилноста, значаен дебаланс во оптоварувањето и сл.
 - Управување поврзано со: регулација на фреквенција (примарна, секундарна); управување со реактивна моќност и напон; прилагодување кон инструкциите на Систем операторот.
 - Перформанси потребни за реакција во тек на пореметувања, стрес и опасни состојби
- Дистрибутивни и постројки на потрошувачите: правила и опрема за автоматско исклучување од ЕЕС; рачно/автоматско планирање на потрошувачката
- Помошни сервиси (Ancillary Services): реактивна моќ, контрола на фреквенција, воспоставување на системот после распад (black start) , брзо активирање на генератори во резерва (fast start of standby generators), обртна резерва и т.н.
- Аспекти поврзани со состојбите на поедини локации (site arrangements): одговорност за сигурност, одговорност за локацијата, документација, пристап до опремата за одржување, тестирање и др.

Без разлика на организационата структура, водењето и управувањето на ЕЕС останува централизирана функција, во надлежност на т.н. Систем оператор (СОп). СОп во рамките на својата вControl Area е одговорен за организација и за добро водење на ЕЕС, водејќи при тоа сметка за исполнување на договорите помеѓу независните производители и потрошувачите.

- **Среднорочно оперативно планирање** (од 1 недела до 5 години): Во овој период СОп врз основа на информациите поднесени од корисниците на системот

(планови за изградба на производни и преносни објекти, планови за ремонти на објектите, криви на потрошувачка, резервирање на преносни капацитети и сл.) изведува анализи, детектира потенцијални проблеми, потврдува или предлага друг план за ремонти, т.е. го подготвува системот за негова успешна работа.

- **Краткорочно оперативно планирање** (од 1 ден до 1 недела): СОп врз основа на расположивите информации, зависно од организационата поставеност (вMandatory Poolг или вBilateral Contractсг), прави план за ангажирање на производните капацитети за да се покрие прогнозираната потрошувачка, вклучувајќи ги сите договорени транзити и неопходна резерва за сигурна работа на системот. Доколку постои потреба СОп преговара со корисниците на системот за да се обезбеди соодветна и сигурна работа на ЕЕС.
- **Дневно планирање**: СОп треба да ги зема предвид билатералните договори или договорите реализирани на vspot marketг-от. СОп ги зема во предвид остварените договори, билатерални или на vspot marketг-от, го усогласува предвиденото производство со прогнозираното оптоварување, прави репланирање ако е потребно и врши резервирање на системските сервиси (резерва на активна и реактивна моќност).
- **Работа во реално време**: СОп во нормални услови го надгледува работењето на ЕЕС. Корисниците на системот се должни да ги најават и да информираат за сите отстапувања од планираната работа. Во случај на пореметувања СОп е должен да ги спроведе сите специјални процедури за да го одржи системот во оперативна состојба (репланирање на оптоварувањето, користење на обртна и ладна резерва, и сл.). Од своја страна корисниците се исто така должни да направат се да се поврати нормалната работа на системот. Многу значаен сегмент, претставува мерењето и фактурирањето, кое со вклучувањето на голем број на учесници во виграг од повеќе различни системи станува исклучително комплексно и поради различните цени. За таа цел е потребно да се развијат системи кои ќе ја покриваат оваа област (прибирање на податоци и нивна обработка).

Потребно е да се обезбеди повисок ниво на формализација во комуникацијата помеѓу СОп и корисниците на системот. Проблематиката на испади на IPR, елементи од мрежата и интерконективни водови до овој момент не е доволно елаборирана.

Во новите услови на либерализација на електроенергетскиот пазар и вклучување на голем број субјекти во виграг, за да се одржи сигурно работење на ЕЕС-и потребна е von-line” размена на многу податоци помеѓу управувачките центри т.е. СОп-те. Овој проблем е во одредена мерка во контрадикција со фактот дека дел од тие податоци се третираат како (confidential) интерна тајна при што се појавува конфликт помеѓу доверливоста (confidential) и сигурноста (security).

4. ИНТЕРКОНЕКЦИИ

Развојот на слободниот електроенергетски пазар е поврзан со развојот на интерконекциите т.е. што пошироко поврзување на ЕЕС-и. Таква е иницијативата за развој на ТЕН (Trans European Network). Во тие рамки веќе функционира TESIS (Trans European Synchronized Integrated Systems) во кој се поврзани UCPTЕ и CENTREL. За успешно функционирање на пазарот на електрична енергија и развојот на трансакциите неопходно е да се одржува и подобрува сигурносното ниво на интерконектираните ЕЕС-и. Предностите од интерконекциите треба да бидат

поволност за сите партнери, а евентуалните неповолности за некој од партнерите треба да се надоместат.

Проширувањето на интерконектираниот ЕЕС не треба да предизвика нарушување на квалитетот на напојувањето. Затоа потребно е да се превземат следните технички мерки: Мерење на моќност и енергија на интерконективните водови помеѓу ЕЕС-и, регистрација и отстранување (offsetings) на несаканите енергетски девијации, користење на исти тарифни периоди за offsetings на енергетските отстапувања, размена на подетални on-line и off-line податоци, координација на одржувањето на главните интерконективни водови, координација на проширувањето на мрежите од аспект на паралелна работа, работа на интерконективните водови со сигурна и доверлива заштита и сл. Покрај тоа, некои други технички аспекти можат да бидат решени со билатерални договори.

Како резултат на дерегулацијата и проширувањето на интерконекциите, може да се очекува дека ќе расте бројот на трансакциите помеѓу ЕЕС-и т.е. трговијата помеѓу корисници на различни ЕЕС-и ќе влијае на тековите на енергија помеѓу ЕЕС-и при што ќе бидат можни многу различни комбинации. Во секој случај, непходно е резултатите од преговорите, т.е. за постигнатите договори да бидат соодветно информирани СОп-те како би можеле да планираат сигурна работа на системите.

Во тој правец може да се нагласат неколку битни прашања:

- При среднорочното планирање, битно е да бидат достапни за сите корисници информациите за расположивиот капацитет на преносните врски со соседните системи.
- За краткорочното планирање СОп-от ги анализира сите барања за меѓусистемски трансакции и во согласност со претходно дефинирана методологија ги одобрува, предлага модификација или ги одбива.
- Во реално време не би требало да биде дозволено промена на планираните меѓусистемски трансакции. Во овој случај, секое отстапување СОп-от треба да го надомести со средствата кои му стојат на располагање, а причинителите треба да бидат соодветно пенализирани спрема утврдени правила.

5. ТЕХНИКИ ЗА АНАЛИЗА НА ЕЕС-и

• Оценка на доверливост (Reliability Assessment)

Организацијата на електроенергетскиот сектор влијае и на конкретните методи и начин на спроведување на анализите. Интерконектиран ЕЕС нормално има поголема сигурност во работа од изолиран. Но од друга страна, трансакциите и договорите помеѓу учесниците во енергетскиот пазар, во одредени ситуации можат да ја намалат сигурноста и доверливоста на поврзаните системи. Секој ЕЕС е одговорен за својата сигурност, доверливост и економичност. Како последица, поврзаниот систем повеќе не може да се опише со LOLP, LOLE, EENS, бидејќи со тоа се опишува способноста на системот да ги задоволи потребите на оптоварувањето. Се појавува потреба за нови параметри кои ќе ги покријат следните ситуации: непланирано напојување преку интерконекциите, неекономско производство потребно во процесот на управување, прекин на трансакциите и обврските за обртна ресерва. Спрема тоа, дефиницијата за **Power System Reliability** се помера од **вспособност за испорака на електрична енергија** кон **вспособност да се почитуваат договорните обврски**.

- **Методи и алатки за цена на преносни услуги**

Дефиниција за функција на пренос: **впреносна функција** е функција на преносниот систем кој пренесува електрична енергија од изворите (генератори и интерконекиии со други системи) до трафостаници во кои отпочнуваат дистрибутивните функциии [3], а може да се остварува преку:

- **Business Agent**: кога преносната организација купува енергија од производителите и ја продава на потрошувачите;
- **Common Carrier**: во овој случај производителот и потрошувачот директно се договараат, додека преносната организација има задача да ги овозможи трансакциите од договорите.

Во нови услови на либерализација на електроенергетскиот пазар, секој корисник на мрежата (генератор/потрошувач) има право рамноправно да пристапи до преносниот систем и да ги користи преносните услуги. Токму затоа како многу важна тема се третира дефинирање на цената на преносните услуги. Навидум едноставна во сегашни услови, постанува многу комплексна во услови на воведен пристап. Од технички аспект, глобално, следните елементи би учествувале во формирање на цената на пренос: преносните водови и трафостаници, помошни сервиси, оперативни трошоци и трошоци на одржување, системски сервиси (обртна и ладна резерва на активна и реактивна моќност), додатно производство за надминување на втесни грла (репланирање на производство). Покрај ова треба да се додадат и трошоците за проширување на преносната мрежа и се разбира трошоците кои ќе произлезат во иднина (овде не се третирани некои други трошоци, како административни и сл.).

Иако на прв поглед изгледа дека одредувањето на цената за преносните услуги и системските сервиси е релативно лесно определлива, во практичниот пристап потребни се голем број студии, анализи и соодветни софтверски алатки со чија помош се доаѓа до конкретни вредности. Овој проблем во моментот е еден од најактуелните теми кои се третираат во областа на дерегулацијата и во моментот не постои егзактен пристап за начинот на решавање на овој проблем.

- **Други аспекти**

Се разбира дека новите услови имаат влијание и на промени во пристапот на анализа и на други аспекти: ангажирање на агрегати (Unit Commitment), оптимизација на работа на преносниот систем, влијание на отворениот пазар на преносниот систем, оперативно планирање (краткорочно и среднорочно) и сл.

6. ДОЛГОРОЧНО ПЛАНИРАЊЕ ЗА ПРОШИРУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИ ОБЈЕКТИ

Извршувањето на оваа функција е зависно од организационата структура. Во [1] нагласени се следните аспекти:

- **Стварна конкуренција помеѓу производителите**
Со фер конкуренција производителите ќе остварат реална распределба на пазарот. Од овој аспект различен е пристапот за организационите модели А и Б од една страна и Ц од друга. За модел А и Б ќе биде потребно да се воведат независно тело кое ќе обезбеди рамноправност на понудите за нови објекти. Неопходно ќе биде да се развие соодветна методологија за споредување на понуди за производни објекти од различен тип.

Во случај на моделот Ц, производителите ќе можат да бираат: да се договорот долгорочно со големите потрошувачи, или да калкулираат со прогноза на идната цена на *vsport market*”-от.

- Адекватност на производните капацитети, по големина и состав.
Под адекватност подразбираме можност производните единици да се вклопат успешно во задоволување на дијаграмот на оптоварувањето. Адекватноста е резултат на долгорочни инвестициони одлуки.
Со моделот А тоа се обезбедува со централизиран пристап, преку независно тело или од страна на интегрираното претпријатие под надзор на регулативно тело. Во моделот Б, адекватноста потешко се обезбедува со оглед на неизвесноста во идната потрошувачка, со оглед на фактот дека потрошувачите се слободни да купуваат ел.енергија од други производители и од други системи.
Во моделот Ц, адекватноста не претставува веќе цел, бидејќи тоа е оставено на пазарот. Но, во овој случај повторно се појавува потребата од добра прогноза на цената на ел.енергија на *vsport market*”-от.
- Долгорочна сигурност во напојувањето
Сигурноста во напојувањето повлекува различни прашања за различни организациони модели. За модел А, како ќе биде одреден ризикот (со неговата веројатностна функција)? За модел Ц, како пазарот ќе биде заинтересиран да ги заштити потрошувачите со мала веројатност на ризик, но со големи потенцијални последици?
- Со воведување на пазарот на електрична енергија некои постојни производни капацитети ќе постанат неконкурентни поради нивната висока инвестиција. Едно од прашањата кои се поставуваат е како да се совладаат ваквите постојни капацитети, т.е. како да се распредели нивната цена (*stranded investment*)?

7. ПЛАНИРАЊЕ НА ИЗГРАДБАТА НА ПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ

Независно од организационата структура на електроенергетскиот сектор, преносниот систем ќе остане со статус на монопол. Воведувањето на СОп треба да овозможи независно и непристрасно водење на системот во реално време, но исто така и со одговорност за оперативно планирање и долгорочно планирање на развојот. Тоа не мора да значи дека СОп е сопственик на системот. Елементите на системот можат да бидат во сопственост на други субјекти кои ќе фактурираат на СОп за користење на истите. Неколку прашања постануваат актуелни со оглед на пазарното влијание:

- Незавесност за долгорочните преносни услуги
Тешко е на подолг рок да се прават предвидувања за тековите на енергија во преносниот систем, независно од организациониот модел, иако нормално, неизвесностите се најмали во моделот А. Посебно, што однапред тешко може да се предвиди обемот на трансакциите помеѓу корисници од различни ситеми. Во такви услови треба да се развијат и нови методи за анализа и планирање на развојот. Во секој случај, преносниот систем треба да биде многу пофлексибилен и да разработува повеќе алтернативни сценарија.
- Траење на услугите споредено со животниот век на елементите на мрежата
- Доверливост на системот за да се задоволат различните барања на корисниците
- Локација на нови производни објекти и потреба за проширување на мрежата
- Еколошки ограничувања во развој на преносната мрежа

8. ЗАКЛУЧОЦИ

Отварањето на пазарот на електрична енергија отвара процес на промена на начинот на размислување и на решавање на проблемите во електроенергетскиот сектор. Иако промените не се физички и технолошки, тие предизвикуваат промени во филозофијата на размислувањето.

Во новите услови, техничките правила (приклучување на различни корисници на ЕЕС) и оперативните процедури (среднорочно и краткорочно планирање и real-time работа) потребно е да бидат експлицитно одредени, објавени и достапни до сите потенцијални партнери за да им овозможи рамноправна конкуренција.

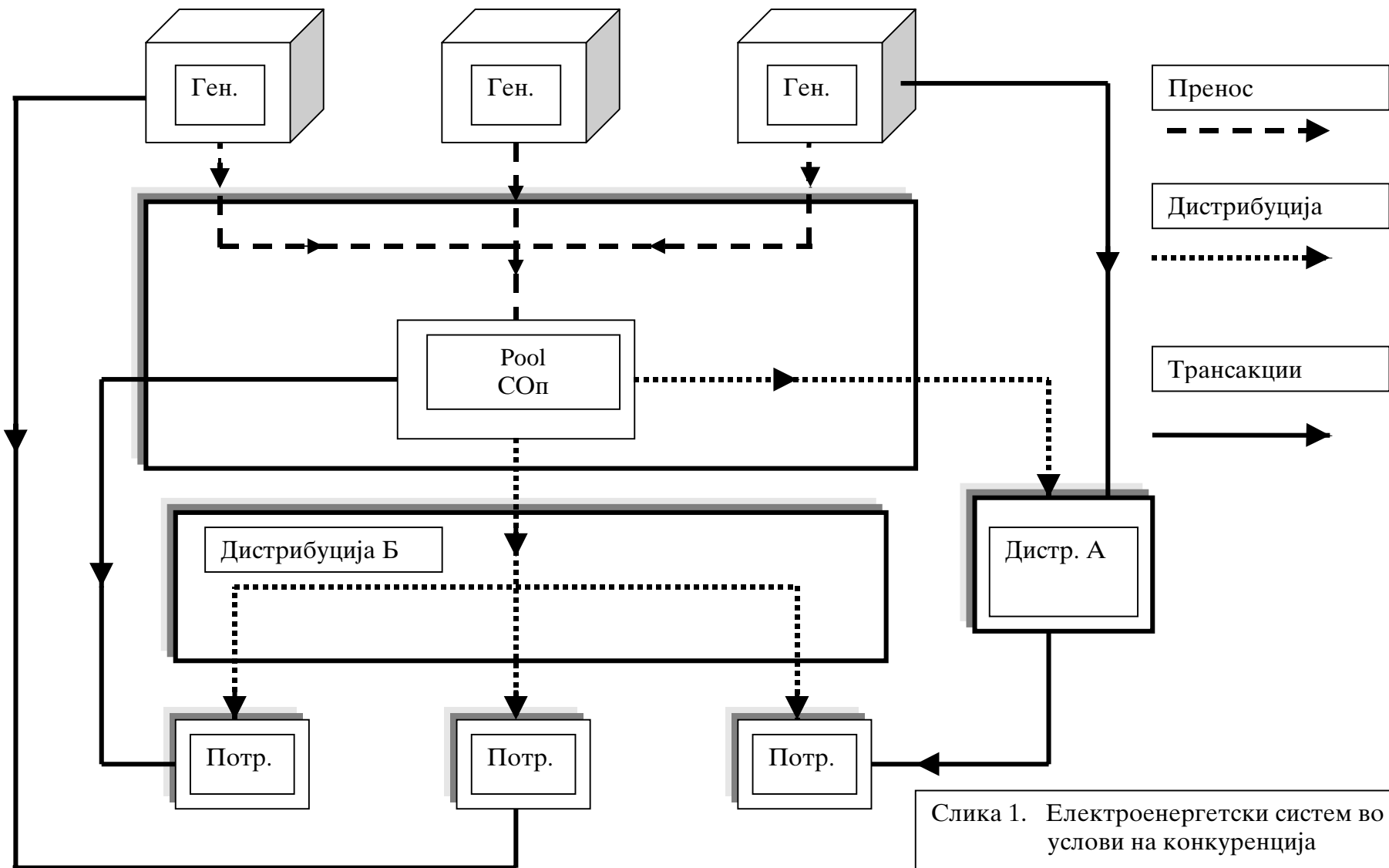
Новата улога на СОп е многу комплексна. Од една страна е арбитар во виграгата, а од друга страна има улога во обезбедување на сигурно и економично водење на ЕЕС. Покрај тоа, може да се случи да му бидат додадени и некои нови функции. За таа цел, потребно е да биде опремен со соодветна опрема и софтвер т.е. различни средства со кои ќе може успешно да ги совлада новите предизвици и да донесува соодветни одлуки.

Во анализата на ЕЕС се развиваат нови пристапи, покрај другото, и поради порастот на неизвесноста и непредвидливоста на пазарот.

Соработката и размената на информациите помеѓу ЕЕС-и постојано ќе се развива.

КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА

1. P. Bornard, W. Kling, L. Martin Gomez, "An Analysis of Technical Impacts of Organisational changes in the Electrical Energy Sector", On behalf of the UNIPED Large Systems & International Interconnections Study Committee
2. J. P. Waha, A. Serrani, M. E. Mandozzi, "Operation of Interconnected Power Systems in a Deregulated World, On behalf of CIGRE`S S. C. 39, Workshop on "The New Status of the Power Systems", Thessaloniki, April 2-3, 1998.
3. J. Falck Christensen, Contribution from CIGRE SC 38, Workshop on "The New Status of the Power Systems", Thessaloniki, April 2-3, 1998.
4. Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity



Слика 1. Електроенергетски систем во услови на конкуренција

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ, СКОПЈЕ

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО-СИГРЕ

Трајче Черепналковски
Јелена Грашевска Шекеринска
Елизабета Бадаровска
ЈП “Електростопанство на Македонија“-Скопје
Никола Черепналковски
Министерство за Стопанство-Скопје

БАЛКАНСКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ ИНТЕРКОНЕКЦИИ

КРАТКА СОДРЖИНА

Во рамките на Црноморскиот Регионален Енергетски Центар (BSREC), беше реализирана работна задача за евидентирање на можните Проекти за Интерконекција во Балканскиот регион, како и поврзување на регионот со околните системи. Во трудот е нотирана и стратегијата за развој на Транс Европските Мрежи (TEN – Trans European Networks) поврзана со регионот, како појдовна основа. Исто така анализиран е енергетскиот баланс во регионот, од кој произлегува потенцијалниот обем и интересот за регионална соработка. Презентирани се прифатените потенцијални проекти за регионот и применетата методологија за нивно рангирање.

SUMMARY

The Balkan Energy Interconnections Task Force was realized in the framework of the Black Sea Regional Energy Center (BSREC), to set up comprehensive inventory of the potential Interconnection projects in the region and with the neighboring systems. In the paper is emphasized impacts to the region of the strategy for developing the Trans European Networks (TEN) and potential interest for interregional cooperation. The list of accepted projects and applied methodology for definition the priorities are presented.

Клучни зборови: Интерконекции, Балкан, Електрична Енергија, TEN

1. ВОВЕД

Во рамките на Црноморскиот Регионален Енергетски Центар (BSREC), беше реализирана работна задача за евидентирање на можните Проекти за Интерконекција во Балканскиот регион, како и поврзување на регионот со околните системи. Работната задача беше воспоставена со одлука на Комесарот за

Енергетика на Европската Заедница Г-дин Папуцис и со активно учество во раководењето со работата од страна на Генералната Дирекцијата за Енергетика (DGXVII) и нејзиниот Генерален Директор Г-дин Бенавидас. Проектот беше финансиски подржан од Европската Комисија преку SYNERGY програмата. Во работата на проектот активно учествуваа: Албанија, Босна и Херцеговина, Бугарија, Република Македонија, Грција, Романија и Турција. Останатите земји од BSREC (Грузија, Ерменија, Украина и Русија) беа поканети да учествуваат како посматрачи. Неучеството на останатите земји од поранешна Југославија создаде одредени методолошки проблеми, како и недостаток на одредени информации. Работата на Проектот траеше една година (Ноември 1996 до Ноември 1997) и резултираше со листа на проекти кои се оценети од заеднички интерес на земјите во регионот или за целиот регион во неговото натамошно поврзување во глобалните системи и истите се рангирани по приоритет согласно усвоена методологија.

2. ПОВРЗУВАЊЕ НА РЕГИОНОТ ВО ТРАНС ЕВРОПСКА МРЕЖА (TEN)

ЕЕС на земјите во регионот се градени, во основа, да ги задоволат автономно внатрешните потреби на територијата која ја покриваат, со исклучок на размената на енергија во одредени ситуации.

Синхроната работа на поделните ЕЕС со UCРTE (Западна Европа) или со IPS/UPS (Централна и Источна Европа и поранешен СССР) овозможуваа поекономично и посигурно работење на ЕЕС.

Во моментот, поголемиот дел од земјите во регионот (Албанија, Бугарија, Грција, Југославија, Македонија и Романија) работаат синхронно со полно почитување на правилата на UCРTE. Дел од системите од овој ЕЕ остров се од порано членки на UCРTE (Грција, Југославија и Македонија), но поради оштетувањето на ТС Ернестиново т.е. славонската 400 kV магистрала и оштетувањето на далматинската 400 kV магистрала кај ТС Мостар, како последица на војната во поранешна Југославија, јужниот дел од UCРTE е одсечен и работи островски. Од друга страна, превземени се голем број активности за прилагодување на ЕЕС на Романија и Бугарија за нивно поврзување во UCРTE во иднина, согласно нивниот јасно изразен интерес.

Во стратешките определби на Европската Заедница за развој на Транс-Европските електроенергетски мрежи, директно или индиректно поврзано со регионот, за разгледување поставени се следните задачи:

- реинтегрирање на јужниот остров на UCРTE,
- пробна паралелна работа на Романија и Бугарија и во следен чекор прием во UCРTE,
- поврзување со Турција,
- натамошно проширување на интерконекциите према Медитеранскиот регион, Централна Азија и Блискиот Исток.

За реализација на овие задачи Европската Комисија има воспоставено политички и економски инструменти преку кои ги дефинира и реализира потребните активности. Проширувањето на интерконекцијата на ЕЕ Мрежи во пошироки рамки, ефикасно ќе придонесе за зголемување на сигурноста и диверсификација во напојувањето, економска и социјална кохезија, функционирање на пазар на електрична енергија и заштита на околината.

3. ЕНЕРГЕТСКИ БИЛАНС ЗА РЕГИОНОТ

Со оглед на карактеристиките на потрошувачката и производните можности, постојат погодности и можности за зајакнување на соработката меѓу земјите во регионот. (Основните карактеристики дадени се на дијаграмите во Прилог 1.)

Инсталираната моќност во земјите од регионот (со исклучок на СРЈ), на крајот на 1995 г., изнесуваше 68 GW, од што 24 GW се инсталирани во ХЕЦ, а 44 GW во ТЕЦ.

Вкупното производство во регионот, во 1995 г. изнесуваше 220 TWh.

Постојните производни капацитети воглавно ги задоволуваат потребите на соодветните национални економии. Но, еколошките ограничувања наметнати врз управувањето и развојот на нуклеарните постројки, како и на електраните на цврсто гориво, можат да извршат значајни промени врз постојниот произведен систем.

Во сите земји (освен Турција) се планира умерен развој на потрошувачката на електрична енергија. Вкупните потреби во регионот во 2010 година се оценуваат на 113 GW и 549 TWh, што претставува просечна стапка на пораст од 3,45 % за моќност и 6,3 % за енергија.

Основен електроенергетски ресурс во регионот, посебно во Македонија, Бугарија, Грција и Романија, е лигнитот откопуван во површинските копови. Увозниот јаглен е незначително застапен при производството на електрична енергија. Во Албанија, производството на електрична енергија потекнува воглавно од хидроелектрани, а во БиХ и Турција производството се извршува во мешан хидро-термо систем. Во регионот, во 1995 година, во погон беше само една нуклеарна електрана - НЕЦ Козлодуј од 3760 MW, а во меѓувреме, во 1996, ставена е во погон и втората нуклеарна електрана во регионот - НЕЦ Черновода од 700 MW.

Земјите од регионот планираат развој на производни објекти кој ќе обезбеди задоволување на вкупните нивни потреби и можност за располагање со извесен вишок. За таа цел се планира експлоатација на сопствените примарни енергетски ресурси, изградба на нуклеарни електрани или увоз на горива.

Ограничени трансакции на електрична енергија во рамки на регионот се извршуваат на основа размена на енергија во функција на паралелна и синхрона работа на ЕЕС-ми и на основа на сезонски вишоци на енергија кои зависат од хидролошките услови и од состојбите во акумулациите. Долгорочни договори за размена меѓу ЕЕС-ми од регионот не се практикувани, поради праксата во минатото сопствените потреби да се задоволуваат од сопствени производни капацитети.

Од анализата на дневните криви на оптоварување на сите ЕЕС-ми се заклучува дека сите регистрираат врвно оптоварување во текот на зимата, со исклучок на Грција во која врвното оптоварување се појавува лете поради денешната интензивна примена на разладни уреди. Се оценува дека постои тенденција во останатите ЕЕС-ми во наредните 10-15 години да се изедначат летниот и зимскиот максимум. Поради овие прилики во Грција, постојат можности за сезонски размени на енергија меѓу Грција и останатите земји од регионот.

Врз основа на постојната пракса и изграденост на ЕЕС-ми од регионот може да се очекува дека размената на електрична енергија меѓу системите ќе се појавува како резултат на следните фактори:

- Взаемна помош во исклучителни случаји на дефекти и сл.,
- Недостиг на енергија поради лоша хидрологија, доцнење на влегување во погон на нови производни капацитети, недостиг на примарни ресурси,
- Искористување на вишоци на енергија поради поволна хидрологија или намалена потрошувачка,

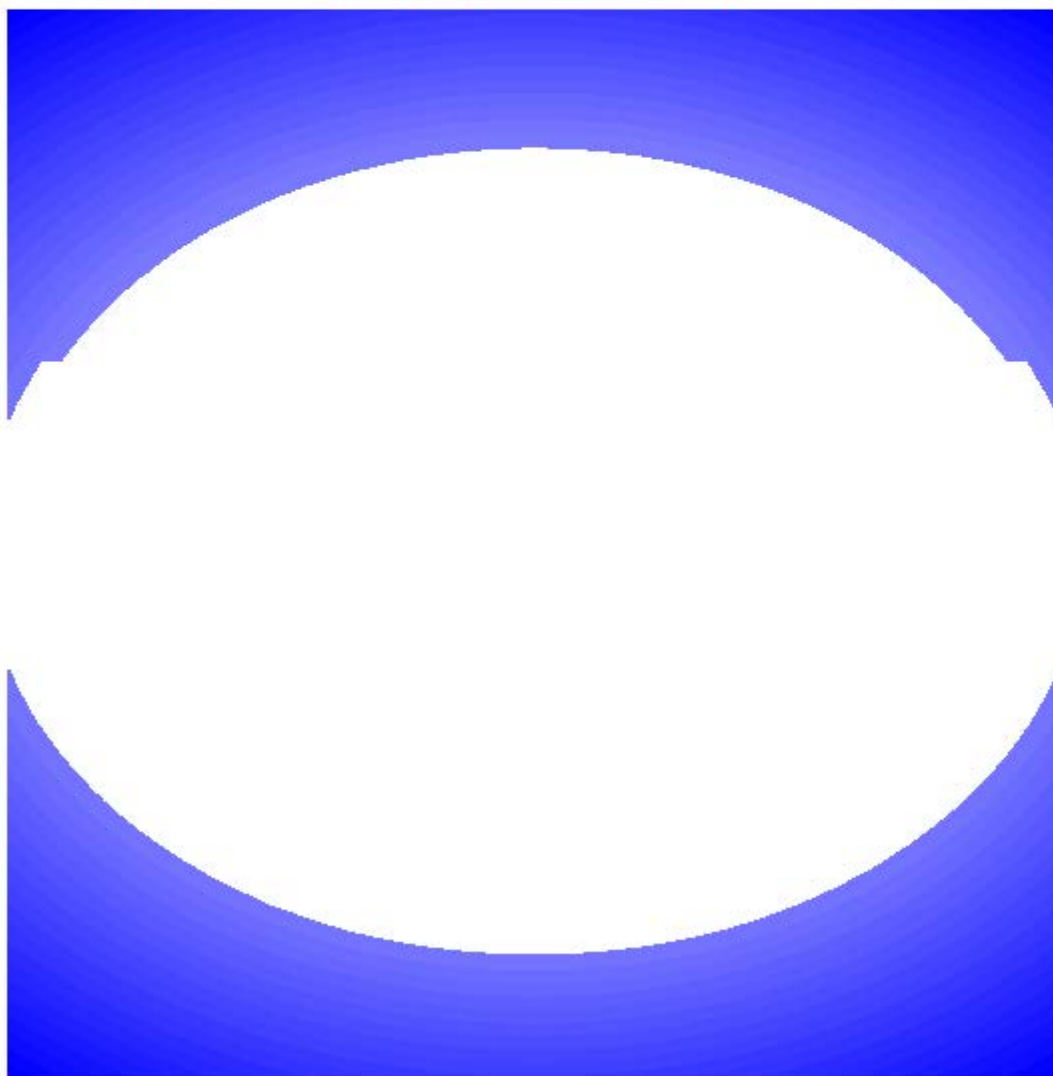
- Економски поефикасна експлоатација на ЕЕС-ми во услови на можности за користење на сезонски трансакции на енергија или размена заради субституција на скапа, локално произведена енергија од увозни енергенти.

Но, во следниот период може да се очекува либерализација и развој на електроенергетски пазар, кој од своја страна може да придонесе за нови инвестиции и зголемување на трансакциите помеѓу системите и да предизвика пренос на големи количини на енергија низ системите.

5. ПОСТОЈНА СОСТОЈБА

За ЕЕС-и во регионот карактеристично е дека:

- ЕЕС на СРЈ, Македонија и Грција се полноправни членки на УСРТЕ и во минатото работела како дел од синхроно поврзаната мрежа на УСРТЕ.



Слика 1. Преглед на Мрежата во регионот и потенцијалните проекти

- Како последица од војната во поранешна Југославија, оштетени се 400 kV магистрални далноводи во далматинскиот регион заедно со ТС Мостар и во славонскиот регион заедно со ТС Ернестиново. Со тоа се прекинати и врските на јужниот дел на УСРТЕ со останатиот Европски систем.
- ЕЕС на Романија и Бугарија порано работела во синхронно поврзаниот систем на Источна Европа. Во периодот на транзиција овие ЕЕС превземаа низа технички и организациони мерки со кои ги прилагодуваат системите да можат да работат во согласност со критериумите и условите дефинирани од УСРТЕ. Соработката со останатите системи во Источна Европа се остварува со издвојување на острови.
- За подобрување на состојбата во регионот, а како последица на предходно опишаните состојби, ЕЕС-и на СРЈ, дел од БИХ, Македонија, Албанија, Грција, Бугарија и Романија веќе подолг период (од 1996 г.) работат паралелно т.е. синхронно поврзани.
- И покрај постојната 400 kV врска помеѓу Бугарија и Турција, Турција се уште не е подготвена да се приклучи во синхрона работа со останатиот дел од регионот.

На сл.1. претставена е 400 kV мрежа во регионот. Видливо е дека постои инфраструктура која овозможува развој на соработката помеѓу ЕЕС во регионот. Исто така, видливи се и коридорите преку кои може да се очекува во иднина регионот и физички да се поврзе во УСРТЕ.

6. ПОТЕНЦИЈАЛНИ ПРОЕКТИ

Учесниците во работата на овој проект предложија 19 потенцијални проекти (со одреден број потпроекти), од кои, према усвоена методологија, утврдена е листа од 15 потенцијални проекти, рангирани према нивното значење и статус во 3 категории. Во табела 1 даден е преглед на сите класифицирани проекти. Географска претстава е дадена на сл.1. (Новите проекти се претставени со дебели линии).

6.1 Опис на проекти од Прв Приоритет

Изведбата на проектот E16, 400 kV Далновод помеѓу Арад во Романија и Сандорфалва во Унгарија, ќе овозможи нов коридор за поврзување на Балканскиот ЕЕС со УСРТЕ преку CENTREL. Во моментот Полска, Чешка, Словачка и Маџарска, кои го формираат блокот CENTREL, работат во пробна синхрона работа со УСРТЕ. Вака формираните системи се познати под името TESIS (Транс Европски Синхронно Интегриран Систем). На тој начин, се отвараат нови можности за зајакнување на врските на регионот со УСРТЕ, посебно по очекуваното идно прифаќање на Романија и Бугарија во УСРТЕ.

Проектите E14a1, E14b и E15a претставуваат реконструкција на дел од ВН преносна мрежа во БиХ и Хрватска, оштетена во војната. Предложените проекти треба да овозможат реинтеграција на регионот во УСРТЕ и претставуваат неопходен услов за остварување на таа цел.

Проектите Е7 и Е6 треба да ја подобрат сигурноста на интерконектираните системи, како и флексибилноста во работата на системите. Проектот Е6 е посебно значаен поради очекуваното идно поврзување на ЕЕС-и на Бугарија и Романија во УСРТЕ.

Табела I. Листа на проекти од заеднички интерес

Шифра на проектот	Наслов на проектот	Крајна оценка
Прв приоритет (Интеграција со УСРТЕ - поразработени проекти)		
E16	400 kV вод меѓу Арад (Романија) и Сандорфалва (Унгарија)	1.84
E7	Развој на телекомуникационен систем за ЕЕС-и во регионот	1.69
E6	Инсталација на релејна заштита, автоматска синхронизација и регистратори на грешки на следните 400 kV водови: 1. Благоевград (Бугарија) - Солун (Грција) 2. Софија Запад (Бугарија) - Ниш (СР Југославија) 3. Козлодуј (Бугарија)- Тинтарени (Романија) 4. Марица Исток 3 (Бугарија) - Бабаески (Турција) 5. Добруца (Бугарија) - Вулканести (Молдавија)	1.61
E14a, E14б	а)Реконструкција на 400 kV водови: а ₁) Требиње - Гацко-Мостар (БиХ) - Коњско (Хрватска) б) Обновување на 400/220 kV трансформатор во ТС Мостар	1.55
E15a	Реконструкција на два 220 kV двосистемски водови Тузла (БиХ) - Ѓаково (Хрватска)	1.53
Втор приоритет (Пазар на електрична енергија - помалку разработени проекти)		
E17	400 kV вод Орадеа (Романија) – Бекескаба (Унгарија)	1.31
E12	Техничка поддршка за размена на податоци меѓу диспечерскиот центар на Македонија и соседните диспечерски центри	1.27
E11	400 kV вод Елбасан (Албанија) – Подгорица (СР Југославија)	1.27
E2	220 kV преносен вод Вруток (Македонија) - Бурели (Албанија)	1.26
E3	Надградба на 150 kV вод Битола (Македонија)–Амидео (Грција) на 400 кВ	1.24
E8	400 kV интерконективен вод меѓу Грција и Бугарија а) Филипи (Грција) - Пловдив (Бугарија) или б) Филипи (Грција) - Марица 3 (Бугарија)	1.23
E9	400 kV вод Солун (Грција) - Хамидабат (Турција)	1.14
E4	400 kV вод Штип (Македонија) - Благоевград (Бугарија)	1.13
Трет приоритет (Проекти за кои што се потребни понатамошни студии)		
E5	400 kV вод Битола (Македонија) – Елбасан или Зембљак (Албанија)	0.90

6.2 Опис на проектите поврзани со ЕЕС на Македонија

Македонија активно учествуваше во работата на утврдување на листата на потенцијални проекти. Покрај другото, предлозите кои беа дадени и прифатени, се базираат на :

- Зајакнување на врските Север-Југ. Во овој правец се главните постојни интерконекции на ЕЕС на Македонија преку 400 kV вод Дуброво-Солун на југ и 400 kV вод Скопје-Косово и два 220 kV вода Скопје-Косово на север. Може да

очекуваме дека во иднина коридорот Север-Југ ќе има се поголемо значење. Трансакциите во овој коридор ќе се развиваат како резултат на поврзувањето со УСРТЕ, поврзувањето со другите системи на Исток и во Медитеранот, развојот на регионалниот и глобалниот пазар на електрична енергија и др. За таа цел предложени беа два проекта за зајакнување на коридорот:

- Првиот, надградба на постојниот далновод Битола-Аминдео, кој во овој момент има маргинално значење, од 150 kV на 400 KV. Всушност се работи за изградба на нов далновод, при што ќе се користи постојната траса. Вкупната должина беше прелиминарно оценета на 75 км. и проценета вредност на проектот околу 14.5 mUS\$. Во подоцнежните активности, на македонскиот дел од трасата, направени се дополнителни испитувања и скратување на должината за околу 11 км. Во меѓувреме, започната е заедничка изработка на Фисибилити Студија за овој вод.
 - Вториот, нов вод 400 kV према север, т.е. према Врање во СРЈ. Беше претпоставено дека српската 400 kV мрежа ќе се прошири до Врање во наредните години. Овој проект во моментот не е рангиран од заеднички интерес бидејќи СРЈ не е вклучена во програмите на Европската Заедница.
- Изградба на коридорот Исток-Запад. Во рамките на овој коридор може да се очекува поврзување со Италија со подморски кабли, Италија-Грција (во фаза на подготовка) и во иднина Италија-Албанија, па преку Македонија и Грција со Бугарија и Турција и понатаму кон Источна Европа и Централна Азија од една страна и према Блиски и Среден Исток и источен Медитеран и Северна Африка од друга страна. За оваа цел, како и за потреби на ЕЕС во регионот, предложени беа проекти за:
- Поврзување со Албанија во две алтернативи: Прва преку изградба на 220 kV вод Вруток-Бурели, за кој се изработени студии и проект. Приоритетот за овој вод посебно е истакнат бидејќи во моментот не постои директна врска помеѓу двата системи. Втора, преку изградба на 400 kV далновод. Втората алтернатива, и покрај поголемата улога за глобалните интерконекции, ниско е рангирана бидејќи овој проект е на ниво на идеја која треба да се разработи. Покрај тоа неизвесно е во моментот како ќе се развива 400 kV мрежа во Албанија.
 - Поврзување со Бугарија преку 400 kV Далновод Штип-Благоевград. Постојните интерконекции на 110 kV со Бугарија се сепак од локално значење. Очекуваните придобивки од оваа интерконекција ќе се докажат со деталните студии кои претстојат. Прелиминарните анализи покажуваат дека оваа интерконекција посебно доаѓа до израз во комбинација со другите предложени проекти.
- Зајакнување на инфраструктурата која ќе овозможи поефикасна соработка помеѓу ЕЕС во регионот. Во таа насока предвидени се проекти за изградба на телеинформационен систем за модерно поврзување на ЕЕС-и во регионот, како и изградба на систем за размена на информации помеѓу диспечерските центри. Овие проекти посебно се значајни за развој на електроенергетскиот пазар во регионот.

7. МЕТОДОЛОГИЈА ЗА КЛАСИФИКАЦИЈА НА ПРЕДЛОЖЕНИТЕ ПРОЕКТИ

За вреднување и рангирање на предложените интерконективни врски применета е методологија која ги зема предвид битните параметри за долгорочната вредност на секој проект и за сигурноста на ЕЕС-ми. Методологијата за вреднување е базирана на серија главни критериуми, при што секој главен критериум се состои од серија на поткритериуми и на тежински фактори за сите поткритериуми и главни критериуми. Главните критериуми се следни:

- а. Цел на предложениот интерконективен проект
- б. Сегашна состојба на проектот
- ц. Важност на проектот во однос на регионалниот електроенергетски биланс
- д. Важност на проектот во однос на електроенергетските биланси на земјите за кои се однесува соодветната интерконекција
- е. Оценка на ризиците за проектот
- ф. Оценка на економската погодност на проектот

Првиот чекор на методологијата предвидува изјаснување за степенот на задоволување на секој подкритериум и секој главен критериум за секој предложен проект, при што можни оценки се:

- 0 = проектот не го задоволува подкритериумот
- 1 = проектот делумно го задоволува подкритериумот
- 2 = проектот целосно го задоволува подкритериумот
- Н/А = поткритериумот не може да се однесува на проектот

Вториот чекор претставува примена на тежинските фактори врз основа на кои се добива конечна оценка на проектот.

Врз основа на поединечните оценки на предложените проекти, направено е рангирање на проектите и групирање на проектите во три групи како што е дадено во Табела 1.

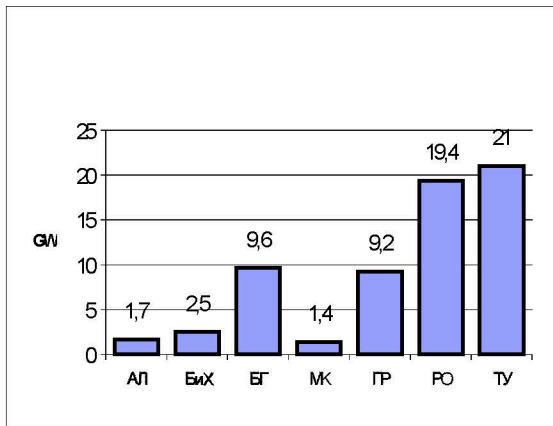
8. ЗАКЛУЧОК

За развој на Транс Европските Мрежи постојат голем број иницијативи и проекти. Во голем број од нив вклучен е и балканскиот регион. За нивна реализација потребно е детално студирање од технички, но и од економски аспект. Пошироката интеграција на системите е тренд, подржан и од определбата за либерализација и воспоставување на електроенергетски пазар. Во тие процеси вклучен е и Електроенергетскиот Системот на Македонија. За успешно вклопување на нашите идеи и проекти за интерконекција со соседните системи, а како дел на поглобалните интеграции, потребно е и наше активно вклучување, посебно во подготовка и анализа на можните сценарија. Географската положба на нашиот систем и неговата соодветна изграденост можат да овозможат во иднина голем дел од идните масовни електроенергетски трансакции да се одвиваат низ нашиот систем.

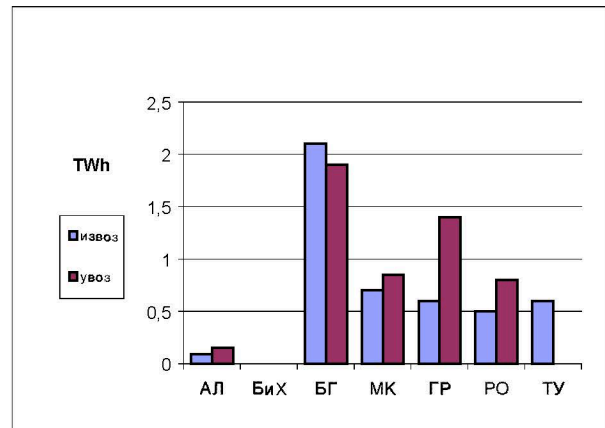
9. КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА

1. European Commission, Directorate Generale For Energy (DG XVII), Balkan Energy Interconnection Task Force, Final Report, November 1997
2. European Commission, The External Dimension of Trans-European Energy Networks, Brussels, 26.03.1997
3. Kucherov Y., Kapolyi L., Development of Trans-European Synchronized Interconnected Power System: View from the East, IEEE Power Engineering Review, Vol. 18, Nu.1, January 1998

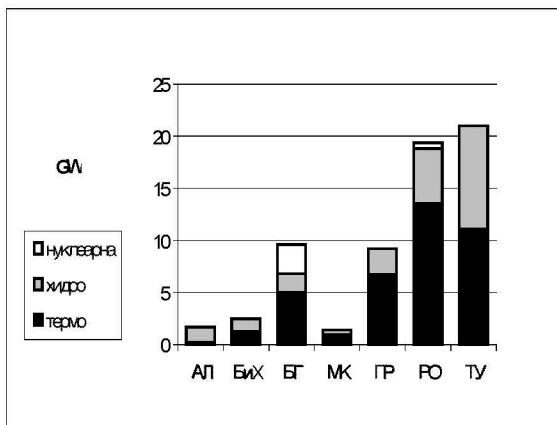
Прилог 1. Основни карактеристики на електроенергетските системи во регионот



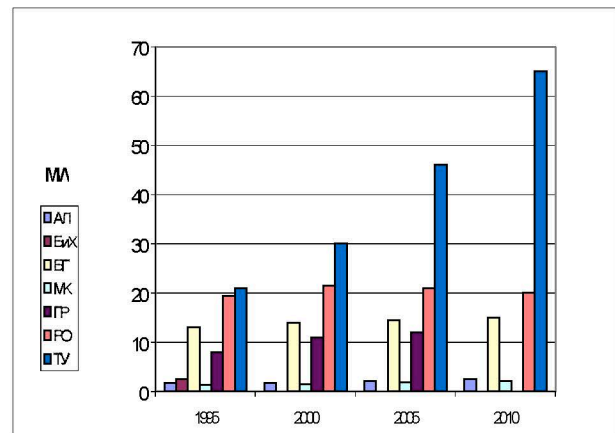
Сл.2. Инсталиран капацитет 1995 год.



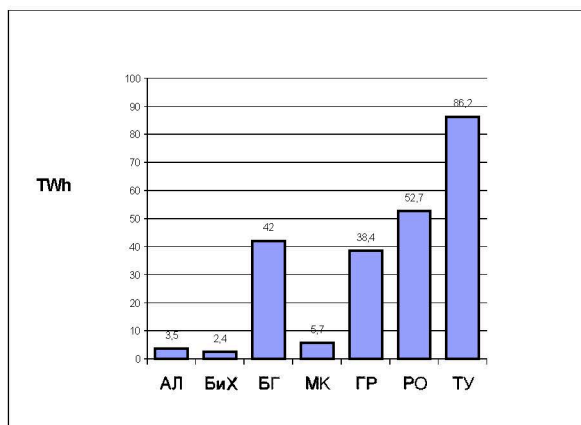
Сл.5. Размена 1995 год.



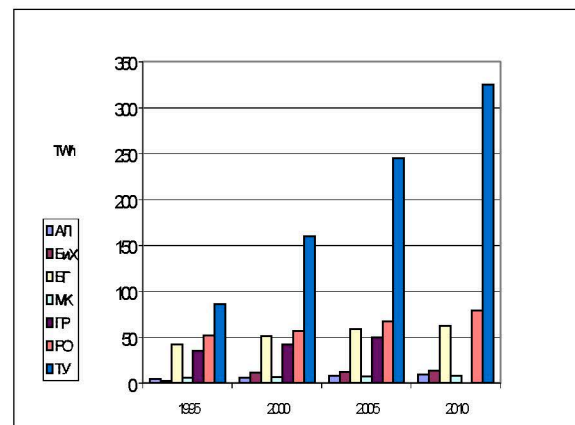
Сл.3. Структура на ЕЕС 1995 год.



Сл.6. Планирано производство



Сл.4. Производство 1995 год.



Сл.7. Планиран капацитет

Вангел Фуштиќ

Електротехнички факултет, Скопје

КАРАКТЕРИСТИЧНИ АСПЕКТИ НА РАЗВОЈОТ НА СВЕТСКИОТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМ ЗА ПЕРИОДОТ ПО 2000 ГОДИНА

СОДРЖИНА:

Во трудот се дава преглед на развојот на светскиот електроенергетски систем во однос на електричната моќност и производството на електрична енергија. Разгледани се исто така и условите за соочување на електроенергетскиот систем со идниот интензивен енергетски период соодветно, на промените предизвикани од развојот на новите технологии и регулаторната политика. Идентификуваните карактеристични аспекти се искористени за потенцирање на водечкиот концепт и принципите на развојот на електроенергетскиот систем.

Клучни зборови: Електроенергетски систем, Нови технологии, Регулаторна политика

ABSTRACT

The paper presents an overview of the power system development worldwide in terms of forecast power and energy production. The conditions of power system ability to meet the changes, caused by the new technologies development and regulatory policy, in the next intensive energy period are also considered. Identified key issues are used to emphasize the guided concepts and principles in power system evolution.

Keywords: Power System, New Technologies, Regulatory Policy

1. ВОВЕД

Производството на електрична енергија и бизнисот сврзан со него претрпува огромни и значителни промени. Порастот на популацијата, која во 2100 г. ќе достигне 11 милијарди жители, и големите промени во начинот на животот јасно укажуваат на натамошно зголемување на потрошувачката на електрична енергија. Како ќе се зголемува потрошувачката а со тоа и производните капацитети?

Во производството на електричната енергија новите технологии стануваат поконкурентни и новата економска и политичка реалност ги обликува структурите кои ги опкружуваат овие нови технологии. Но, како ќе изгледа електростопанството во наредните 10 или 50 години? Кои горива ќе се користат? Дали нуклеарната енергија ќе се врати повторно? Дали и понатаму ќе ги имаме електростопанствата што денес ги познаваме? На овие и многу други прашања, во светската инженерска пракса од доменот на електроенергетиката, денес им се посветува големо внимание и се предмет на истражувања и дискусии.

2. ПОРАСТ НА ПРОИЗВЕДЕНАТА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Врз основа на ретроспективните податоци за периодот 1983-1991 г. од страна на стручни тела на Организацијата на обединетите нации (ООН), како и експертното предвидување на развојот на националните економии и соодветно на тоа развојот на електроенергетиката во нив, вкупното производство на електрична енергија во светот во 2010 г. се проценува на околу 20000 TWh. Оваа бројка се добива земајќи ја в предвид стапката на пораст од 4% за периодот 1984-1991 г. и 3% за периодот 1991-2000 г.. Во периодот 2001-2010 г. се очекува стапката на пораст да биде од 2,5 до 3% годишно. Во Табела I. се дадени предвидувањата за апсолутното производство на електрична енергија во светот и прогнозираната стапка на пораст.

Табела I. Апсолутно производство на електрична енергија по региони во светот и просечната годишна стапка на пораст π за периодот 1991 - 2010 г.

Регион	1983	1991			2000			2010		
	Произв. *E12 kWh	Произв *E12 kWh	Вкупно *E12 kWh	π (%)	Произв. *E12 kWh	Вкупно *E12 kWh	π (%)	Произв. *E12 kWh	Вкупно *E12 kWh	π (%)
Азија	1,6	2,7	1,1	7,1	4,2	1,5	5,0	6,2	2,0	4,0
Европа	2,3	2,8	0,5	2,9	3,4	0,6	2,2	4,1	0,7	1,9
б.СССР	1,4	1,7	0,3	2,4	1,7	-	-	2,0	0,3	1,6
Евроаз	5,3	7,2	1,9	3,9	9,3	2,1	2,9	12,3	3,0	2,8
С.Амер	2,9	3,8	0,9	3,3	4,6	0,8	2,1	5,3	0,7	1,4
Остан.	0,6	1,0	0,4	6,6	1,6	0,6	5,4	2,4	0,8	4,1
Свет	8,8	12,0	3,2	4,0	15,5	3,5	2,9	20,0	4,5	2,6

3. ПОРАСТ НА ИНСТАЛИРАНАТА МОЌНОСТ ВО ЕЛЕКТРИЧНИТЕ ЦЕНТРАЛИ

За да се согледа развојот на инсталираната моќност во светот, односно во поедини земји потребно е да се анализира годишниот пораст на инсталираната моќност и произведената електрична енергија, како и уделот на електричната енергија во вкупната потреба од енергија. Така, во Табела II. се дадени инсталираните моќности на електричните центри и производството на електрична енергија за 1994 г. како и годишниот пораст (во однос на 1993 г.) во светот и по поедини континенти. Општите потреби од енергија во светот за 1994 г. вкупно биле 351.5*E6 TЈ, при што од целото количество потребна енергија повеќе од една четвртина (над 25%) се однесува

на електричната енергија. Според прогнозите на врвните светски енергетичари по 2000 г. тој удел ќе биде над 50%.

Табела II. Инсталирана моќност и производство на електрична енергија по региони за 1994 г.

Регион	Инсталирана моќност, GW	Годишен пораст, %	Произведена ел. енергија, TWh	Годишен пораст, %
Европа	982.9	+0.3	4014.6	-1.6
Азија	812.8	+5.5	3531.7	+6.7
С. Америка	938.1	+1.7	4036.6	+4.2
Ј. Америка	129.0	+3.5	540.8	+4.1
Африка	80.4	+2.8	352.4	+2.9
Океанија	47.9	3.4	204.7	+2.3
Свет	2991.2	+2.4	12680.8	+2.9

Искористувањето на инсталираната моќност на централите (Табела III.) во просек многу малку се зголемило од 4218 часа во 1993 г. до 4240 часа во 1994 г. Тоа влијаело да производството на електрична енергија се зголемило неколку пати повеќе во однос на инсталираната моќност.

Табела III. Структура на производството по типови централи, нова инсталирана моќност и број на просечно искористени саати за погон во 1994 г.

Тип на централа	% од вкупното производство	Нова инсталирана моќност во 1994, (GW)	Погонски саати (h)
Во светот	100	68.9	4240 (просечно)
Термоцентрали	63.2	51.3	4137
Хидроцентрали	19.0	12.9	3440
Нуклеарни централи	17.3	4.6	6375
Геотермални и др.	0.5	0.1	6145

Во 1994 г. кај 106 земји во светот инсталираната моќност на централите била еднаква или надминувала 1 GW. Седум земји располагале со моќност над 100 GW: САД-770, Јапонија-221, Русија-215, Кина-190, Германија-115, Канада-114 и Франција-107 GW. Најголемо производство на електрична енергија за 1994 г. имале САД -3268 TWh, Јапонија-964, Кина-928, Русија-876, Канада-554 и Германија-528 TWh. Во овие шест земји е произведено повеќе од половината на светското производство на електрична енергија. Интресен е и трендот на потрошувачката на електрична енергија по жител, кој има тенденција на постепен пораст: односно во 1992 г.-2212 kWh/god., 1993 г.-2216, и 1994 г.-2245. Но, по отделни земји во светот овој податок може да се разликува и до 1000 пати (од 26205 kWh/god. во Норвешка до 14 kWh/god во Република Чад).

Со прогнозирано производство на електрична енергија во 2010 г. од околу 20 TWh и број на искористените саати 4300- 4400 годишно, неопходната моќност на електричните централи во светот би изнесувала 4,6 TW. Ако се земат во предвид сите можни варијации на производството на електрична енергија и работните часови,

инсталираноста на електричните централи ќе се движи од 4 до 5 TW (како што е прикажано во Табела IV.)

Табела IV. Развој на инсталираната моќност на електричните централи во TW по региони во светот за периодот од 1991 - 2010 г.

Регион	1991 г.	2000 г.	2010 г.
Евроазија	1,67	2,1	2,7
Сев. Америка	0,94	1,1	1,3
Останато	0,24	0,4	0,6
Свет	2,85	3,6	4,6
Ново-инсталирани централи за периодот 2001-2010		1,0	1,5
Средногодишно		0,11	0,15

4. КАРАКТЕРИСТИЧНИ АСПЕКТИ НА ИДНИОТ РАЗВОЈ

Во светот веќе постои издиференциран став кои се карактеристичните аспекти на идниот развој на електроенергетиката. Истите се од технолошки, социјален, политички и економски карактер. Но, сепак постои голема поделеност во однос на начинот на супституцијата на новите потребни количества електрична енергија. Тоа првенствено се должи на економската моќ на државите (а со тоа и електростопанствата), достигнатиот степен на политички развој и волјата да се вреднуваат и други надворешни фактори, кои влијаат на цената на електричната енергија а на кои порано не се ни помислувало. Како карактеристични аспекти на идниот развој би можеле да се наведат:

* **Хидроелектрична енергија.** Развојот на хидроенергијата е проследен со низа социјални и еколошки ограничувања, кои се сепак мали во споредба со оние од другите видови технологии. Така, во наредните триесетина години, хидроенергијата ќе биде главен фактор кој ќе придонесе за пораст на светското производство на електрична енергија. Финансиските ограничувања стануваат сериозен ограничувачки фактор во порастот на хидроелектричната енергија и изгледа дека и во наредните години ќе биде така. Најголемиот број земји во развој (и Русија) со богат хидроенергетски потенцијал се соочуваат со остри економски проблеми, кои ги прават инвестициите недоволни и/или недозволно скапи. Според инвестиционата активност хидроенергијата за во иднина е во многу песимистичка ситуација. Најголемиот број електростопанства ќе бидат принудени да бараат решенија со помала инвестициона активност, дури и ако на подолг период овие опции се нешто поскапи. И повеќе, електростопанствата ќе бараат приватно не-стопанско финансирање, кое е дестимулативно за хидроенергијата (освен проекти на малите централи во изолирани и одалечени подрачја), поради фактот што дисконтните стапки во приватниот сектор не се благопријатни за хидроенергетските проекти. Дури и во САД, најголем број од големите хидроенергетски објекти се во сопственост на државата. Предвидената цена на нафтата (како и фосилните горива општо) во наредниве години се дополнителен предизвик.

* **Јагленот како гориво.** Се очекува дека јагленот ќе продолжи да биде гориво за добивање на половина од енергијата произведена во наредните 20 години. Повеќето луѓе сакаат електричната енергија да ја добијат на лесен начин и пониски цени, и повеќето луѓе сакаат чист воздух, но само мал број од нив се свесни дека тие работи не се компатибилни со широкото искористување на јагленот. За да се овозможи улогата на јагленот како извор на "чиста" и економична електрична енергија, се развиваат нови производни системи со државна поддршка. Целите на ваков еден систем е зголемување на ефикасноста во конверзија на енергијата од 42% во 2000 г. до 60% во 2015 г., потоа намалување на емисијата на штетни материи од третина во 2000 г. до десетина во 2015 г., како и редуција на CO_2 , а притоа трошоците да останат исти. За остварување на овие цели се финансира развојот на котли со ниска емисија на штетни материи, добри перформанси во однос на електроенергетскиот систем, развиени системи со согорување во флуидизиран слој, интегрирани системи на гасни-комбинирани циклуси и интегрирани системи на гасни-горивни ќелии во комбиниран циклус. Овие системи во опсег од 100-250 MW се веќе во комерцијална употреба. Оваквите системи ќе се најчисти и најефикасни електрични центри на јаглен. Така, како ќе се зголеми побарувачката за електрична енергија, соодветно на истата ќе се намалува и емисијата на штетни материи заедно со трошоците.

* **Природен гас.** Природниот гас има големи шанси да стане многу барано гориво за новите централизиран и дистрибуирани производни капацитети во 21 век. Една од причините за конвергенција на гасот и електро бизнисот се технологиите на гасни турбини и обилните и ефтини начини на снабдувања со гас, кои ја редуцираа цената на основната енергија на 3 c/kWh. Цената на инсталиран комбиниран циклус со моќности од околу 250 MW е намалена на 350 \$/kW, додека целокупните трошоци изнесуваат 450 \$/kW. При тоа ефикасноста пораснала на 60%.

* **Нуклеарна енергија.** Иако се претпоставува дека гасните дистрибуирани производни единици ќе бидат клучен елемент на стратегијата за користење на најевтина енергија во наредните 25 - 50 години, преодот кон потполна замена на сегашните горива (на пр. со обновливи извори), бара реални основни енергетски компоненти за производство. Ова повеќе доаѓа до израз поради фактот да не е можна тотална доверба во обновливите извори и технологии да ги задоволат енергетските побарувања на вкупната светска популација. По периодот од околу 25 - 50 години, нуклеарната енергија ќе се јави повторно како технологија на избор и неопходност за ново производство на електрична енергија нашироко во светот. Така, и политички и социолошки повеќето од индустриски развиениот свет ќе го прифаќа оплодувачкиот реактор ("бридер реактор") на брзи неутрони, како најсоодветен блок за постигање на супституција во производството на електрична енергија. Плутониумот ќе биде признаен исклучително како енергетски извор, одошто како гориво. Сепак, поволните ефекти на нуклеарната енергија врз човековата околина ќе бидат клучен фактор во таа насока.

Во периодот по 50 години повеќето од светските стручни лица се внимателни во проценките. Претпоставка е дека нуклеарната енергија ќе остане извор - предоминантен за ново производство на електрична енергија во густо-населен, високо-едуциран и информатички поврзан свет.

* **Обновливи извори.** Во предвидливата иднина, можеби во наредните 20-25 години, нереално е да се очекува комплетно новите технологии да превземат голем дел од светското производство на електрична енергија. Така, нереално е да се усвои дека сончевата енергија ќе ги замени конвенционалните енергетски извори. Секако, сончевата енергија ќе се применува и користи во новите апликации и можеби ќе има поголем удел (од останатите нови технологии) во вкупната произведена моќност, која денес изнесува околу 0,1 % од вкупно светското производство, што јасно укажува дека истата ќе има маргинална улога во енергетската супституција. Фотоволтаиците, термалната сончева и енергијата на ветерот се извори со прекин на моќноста и бараат големи вложувања во складирањето на енергијата. Перспективите на биомасата како примарен енергетски извор имаат исто така недостатоци, првенствено заради ограничувања во користењето на почвата за производство на храна, големата паразитска енергија и материјалот потребен за садење, жетва итн., како и неефикасноста во фотосинтетичката конверзија на сончевата енергија во електрична, во споредба со фотоволтаиците.

* **Водородот како енергетски медиум.** Некои стручни кругови сметаат дека до 2100 година глобалниот енергетски систем ќе постигне заменливост или во најмала мерка ќе се доближи до неа. Резултат на овој развој не е само поради исцрпување на економски исплатливите фосилни горива или постоечката загриженост за антрополошките климатски промени, туку поради развојот на нови исплатливи (*cost-effective*) и еколошки безопасни енергетски технологии во снабдувањето, преносот, складирањето и користењето на електричната енергија. Се проценува дека овие технологии ќе го променат глобалниот енергетски концепт подраматично отколку технолошкиот напредок во последните 100 години. Клучни елементи на оваа трансформација ќе бидат електрификација на најголем број стационарни енергетски корисници и постепена замена на горивата базирани на нафта со водород од нефосилни извори. Водородот исто така ќе стане важен енергетски медиум за складирање и пренос, благодарение на можната конвертибилност на електричната енергија од непостојаните извори во водород со помош на електролиза на водата и повторно назад од водород во електрична енергија преку горивни ќелии.

* **Електрично погонуванието возила** имаат потенцијал драстично да влијаат на производството-потрошувачката на електричната енергија. Обичниот денешен пазар не е доволно поттикнувачки силен за да го охрабри осмислувањето на центрите неопходни за истражување, развој и остварување на технологиите за електрични возила, се додека цената на бензинот останува секаде блиска до неговиот историски тренд. Ова е причина за обезбедување дополнителни владини поттикнувања и тоа е причина зошто еколошките предимства на електричните возила мора да бидат доволно големи за да им обезбедат економска цена.

* **Децентрализирано производство на електрична енергија.** Денешното производство се карактеризира со групирани големи производни единици поврзани со потрошувачите преку широко интегрирана преносна мрежа. Сите од денешните прашања кои се однесуваат на: пазарот на енергија, пристапот на мрежа, цените и регулираните ставки, потекнуваат од воспоставената технологија на производство на електрична енергија. Сè тоа ќе исчезне кога технологијата олицетворена во централни електрични центри и поврзаната електрична мрежа, нема да биде повеќе економски доминантна. Така, со преод на електроенергетскиот систем во децентрализиран и помал, истиот станува и поконкурентен во однос на

централизираниот, при што дополнителните фиксни трошоци на централизираниот систем ќе ја забрзаат неговата деструкција. Ако повеќе и повеќе потрошувачи го напуштаат централизираниот систем, ќе расте и цената што преостанатите потрошувачи ќе треба да ја платат за покривање на овие трошоци. Со тоа сè повеќе централизираниот систем ќе стане по непожелна алтернатива.

* **Конкурентски слободен пазар на електрична енергија.** Во конкурентски и слободен пазар неефикасните ќе бидат исфрлени. Ова се однесува и на развојниот инженер, кој не е во состојба да постигне повисока продуктивност во развојните и финансиските проекти, потоа на инженерот - проектант, кој тежнее за старата околина без ризик, како и компаниите кои не сакаат да влезат во нови односи со попродуктивните компании. Поврзувањето на конкуренцијата преку слободен пазар, високата продуктивност како и ниската цена на електричната енергија се евидентни во сите сфери на електростопанството. Така, примената на слободен пазар, ја намалила просечната индустриска цена на електричната енергија во САД од 7 с/kWh (во 1985 г.) на 4,8 с/kWh (во 1994 г.). Конкуренцијата ја намалила цената на горивото и цената за изградба на електрична централа. Цената на испорачан јаглен се намалила за околу 18% во периодот од 1984 и 1994, и во последните 4 години, цената на нова електрична централа се намалила за 40%. Примената на конкуренцијата води до драматично подобрување на продуктивноста во електричните централи. Може да се заклучи дека без оглед на тоа кој гради, кој ги поседува или работи со електричната централа, една работа е сигурна: високата продуктивност ќе биде најважна карактеристика и тоа ќе води кон ниски цени на електричната енергија. Понатаму, ниската цена на електричната енергија ќе биде клучен фактор во водењето на глобалните национални економии во сите земји.

* **Дерегулација.** Деререгулацијата и соодветните законски промени се важен фактор за широко распространети иновации во електростопанството. Со воспоставување на дерегулација во пазарот на електричната енергија, електростопанствата ќе се стремат да го зголемат бројот на корисниците, намалат цените и овозможат различно по квалитет опслужување, односно ќе го променат начинот на размислување за да останат во бизнисот и да овозможат корисниците да бидат задоволни. Како резултат на тоа, со зголемување на алтернативите за производство на електрична енергија инвестиционите трошоци за електричните централи ќе се намалуваат. Независните производители на електрична енергија ќе станат по економични алтернативи за инвестициони вложувања одошто градењето и проширувањето на инсталираноста во сопствените централи. Освен тоа електростопанството нема повеќе да има ексклузивно право да го опслужува (снабдува) населението со електрична енергија во своето опкружување (територија). Конкуренцијата е подобро решение за потрошувачите гледано во подолг период, бидејќи тие очекуваат квалитет и добра услуга во снабдувањето со електрична енергија. Трендот во наредниот период ќе биде да се овозможи нешто што другите го немаат. Со ефикасна работа и проширено опслужување на потрошувачите, електростопанствата ќе бараат нови патишта да ја зголемат ефикасноста, ги намалат цените и веднаш да реагираат на потребите и интересите на потрошувачите. Во тоа далечно/блиско време, се очекува секој да може да одбира од дома (локално) од кого и во кој износ сака да купи електрична енергија.

* **Повисок стандард на живото.** Моменталните комуникации сега достигнуваат до секое коше на земината топка, овозможувајќи им на сите луѓе стремеж кон повисок стандард. Јаката корелација помеѓу економскиот прогрес и зголемената побарувачка за електрична енергија е денес докажан тренд. Подготвеноста за производство на електрична енергија е основа за секоја економска експанзија. Значи, со напредокот на економиите и порастот на вработеноста, побарувањата за електрична енергија растат геометриски. Побарувачката е погонувана од стремежот кон достигнување /одржување сè подобар квалитет на живеење.

***Автоматизација.** Автоматизацијата во идниот век исто така ќе е битен фактор во насока на намалување на трошоците. За да се биде конкурентен и успешен, неопходно е да се реализираат автоматизирани системи кои се флексибилни и адаптивни на технолошкиот напредок и широката примена насекаде. Изолираноста и реализациите само за себе ќе се сигурни чекори кон исфрлање од употреба и застарување. Посебен напредок автоматизацијата доживува со развојот на информатичката технологија и комуникациите, како во поглед на високо-софистицирана опрема и доверливи компоненти, така и со обезбедување далечинска контрола. Од автоматското управување и регулацијата ќе се бара натамошно зголемување на квалитетот на електричната енергија и намалување на погонските трошоци. Особено внимание ќе се посвети на енергетското складирање и во врска со тоа поврзаноста и функционалноста на еднонасочната акумулирана енергија и мрежата на наизменична струја. Исто така, вештачката интелигенција и нејзината примена во сите домени на автоматизацијата ќе доведе до сè уште недоволно предвидливи позитивни ефекти.

* **Размена на информации.** Стандардизацијата во проектирањето ќе биде особено важна за да се намалат трошоците, иако апсолутно повторување на конкретна централа ќе е ретко, ако воопшто е можно. Автоматизираните проектни алатки ќе овозможат брза интеграција на податоците од специфични проекти и информациите од стандардните проекти. Односно процесот на проектирање ќе е всушност владеење со и достапност до информациите. Порано, трошоците на проектирање беа водени од потребното време и ефикасноста за комуникација и размена на информации. Но, денес, идните глобални комуникациони мрежи, од интерните системи до надворешните како Интернет, дозволуваат моментален пристап до информациите од сите извори. Напредокот во технологијата за размена на информациите ги крши преостанатите бариери од протоколот, и пристапот кон сите извори на податоци станува достапен за најкусо можно време. Можноста да се справат со оваа предизвикувачка и нова способност е еден од најголемите поединечни фактори во определувањето на успехот на стопанствата во иднина. Исто така, функциите на обезбедување, одлука и градба на електричните централи се оптимирани низ комплетна интеграција со информатичкиот менаџмент систем на проектната база на податоци. Оваа интеграција заедно со можностите за комуникација со глобалните мрежи, дава можен пристап кон ефтините извори и опрема и материјали широко во светот, осигурувајќи точност и кусорочност во испораката. Технологиите на виртуелна реалност овозможуваат проектна моќ на полето на комплетна визуелизација и нацрт на секој чекор од процесот на проектирање со цел да се добие максимална ефикасност.

***Начин на одлучување.** Двата можни принципа на доминантно централизирано и доминантно децентрализирано одлучување во водењето на регулаторната политика и донесувањето одлуки се применуваат според степенот на политички развој во

општеството. Но, на кој принцип во одредена ситуација да му се даде предност и зошто? Секако одговорот на ова прашање е поврзано и со натамошната демократизација на информацијата, за што единствено се создаваат услови во општества каде се преферира децентрализирано одлучување.

5. ЗАКЛУЧОК

Развојот на светското електростопанство во периодот по 2000 г. претставува важен сегмент на глобалниот светски енергетски систем. Производството на електрична енергија и инсталираните капацитети во однос на моќноста, од електричните центри на светско ниво се интересни за анализа поради:

- а) перманентниот пораст на трансформираната енергија во полза на електричната што се должи на зголемувањето на популацијата и подобрување на квалитетот на животот,
- б) големите социо-психолошки промени од политички аспект,
- в) навлегување на новите технологии во сите сфери на електро-бизнисот и
- г) воведување и вреднување на екстерналите (на кои порано не се ни помислувало) преку современи *cost-benefit* анализи.

Разрешувањето на сите прикажани карактеристични аспекти на идниот развој светско и локално ниво зависи и е одговорност на секоја земја посебно и секако на секој нејзин поединец. Прашањето е само: Како, во кој правец и на кој начин може секој од нас да придонесе за тоа?

ЛИТЕРАТУРА

1. UNPEDE, Единствен светски енергетски систем, IV симпозиум, Будимпешта, 1994.
2. Molak B. , Stanje i perspektive energetike u svijetu, EGEE 97, Zagreb, 1997.
3. J.Moreira, A. Poole, Hydropower and its Constraints, Source for Electricity, Island Press, 1993.
4. Henry Linden Electrification Will Enable Sustained Prosperity, Institute of Technology, II,USA,1996.
5. P.Adam, Future Survival Requires Competetive Skills of Power Development Corporation, UNPEDE/WEC,1996.
6. M. McComas, Deregulation Holds Key to Power Industry Future, Burns & McDonnell, USA,1996.
7. T. Statton, Designers Predict a Bright Future, Betchel Power Co., San Francisko, USA, 1996.
8. H.Feibus, Clean Coal Will Dominate the Near Term, US Department of Energy, Washington D.C., USA, 1996.
9. F.Bevc, Darwinism Determines Technolog. Survivors, Westinghouse Power Generation, USA, 1995.
10. Светската електроенергетика во 1994 г., Статистички годишен извештај на ООН, 1995.

ПРАШАЊА ЗА ДИСКУСИЈА

1. Кои од набележаните аспекти на развојот на светскиот електроенергетски систем се интересни за македонското електростопанство?
2. Каков ќе биде карактерот на инвестициите во задоволување на нараснатите потреби на конзумот од аспект на светската цена на капиталот?

Александар Димитровски
Електротехнички факултет - Скопје

ЕКОНОМСКО ВРЕДНУВАЊЕ НА ВАРИЈАНТНИ РЕШЕНИЈА СО НЕСИГУРНИ ПОДАТОЦИ

СОДРЖИНА

Во трудот е прикажан еден нов пристап за економско вреднување на варијантни решенија со несигурни влезни податоци. Несигурноста е моделирана со примена на фази броеви. Во овој случај, математичките операции се дефинирани со принципот на екстензија и добиените резултати, исто така, се во форма на фази броеви. Од практични причини, се употребуваат трапезоидни или триаголни фази броеви со што пресметките се значително поедноставени. Овој пристап може да се претстави како проширување во длабочина на оној што користи интервални броеви и интервална анализа за вклучување на ваквата несигурност.

Клучни зборови: инженерска економија, техника на актуелизација, фази множества, фази броеви, несигурност.

ECONOMIC ASSESSMENT OF ALTERNATIVE SOLUTIONS WITH UNCERTAIN DATA

ABSTRACT

This paper presents a new approach for economic assessment of alternative solutions with uncertain data. The uncertainty is modeled by using fuzzy numbers. In this case, the mathematical operations are defined by the Extension Principle and the obtained results 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 can be seen as an extension in depth of the one that uses interval numbers and interval analysis for including such uncertainties.

Keywords: engineering economics, present worth technique, fuzzy sets, fuzzy numbers, uncertainty.

1. ВОВЕД

Во нашата професионална инженерска практика, како и во секојдневниот живот, честопати се наоѓаме во ситуација кога треба да избереме една од неколкуте можни алтернативи поврзани со некакви финансиски средства. Притоа, трошоците и приходите на алтернативите, најчесто, не се јавуваат во еден ист момент на време, но се распределени во одредени временски интервали. Бидејќи вредноста на парите, поради нивното својство за оплодување, има временска зависност (позната е поговорката „*времето е пари*“), да се врши директна споредба на алтернативите е некоректно. За таа цел, потребна е техника со која ќе се изврши еквивалентирање на временски различните вредности. Една таква техника која често се користи за економска споредба на варијантните решенија е техниката на актуелизација (*present worth technique*) [2, 5, 6].

Непобитен факт е дека несигурноста е присутна во секој реален проблем и неа би требало ѝ да се посвети внимание при негово анализирање. Понекогаш овој факт се занемарува и проблемот се идеализира заради упростување на анализите, но, честопати, несигурноста може да има значително влијание и треба да се земе предвид на еден или на друг начин. Во последно време, повеќето инженерски и менаџерски активности го препознаваат ова и стремат да ги вклучат последиците од несигурноста во процесот на донесување правилни одлуки. Овој труд презентира еден нов пристап на вклучување на несигурноста во економското вреднување на варијантните решенија при техничко-економските анализи [11].

Традиционално, во инженерската економија, и не само во неа, несигурноста се претставува со помош на веројатности [2, 6]. Имено, се проценува извесноста на одредени сценарија и се дефинираат соодветни веројатности, односно функции на распределба на веројатноста. Притоа, проценката и дефинирањето на веројатностите се врши на еден од следните два начина. Тие може да базираат врз податоци и искуство од минатото и во тој случај станува збор за т.нар. *објективни веројатности* или може да базираат врз нечие субјективно убедување, кога станува збор за т.нар. *субјективни веројатности*.

Првиот случај, случајот на објективни веројатности, содржи претпоставка за повторување на настаните под дејство на непроменети услови и законитости. Оваа претпоставка мора да се доведе под знак прашање кога станува збор за подолгорочни анализи. Во вториот случај, случајот на субјективни веројатности, проценката всушност претставува повеќе обид да се претстави нешто недоволно познато, некаква непрецизна информација, отколку некаква релативна фреквенција на појавување. На овој начин, субјективните веројатности претставуваат мерка до кој степен нешто може да се случи, а не колку често тоа ќе се случува. Следствено, ова е прашање на степен на припадност и тука доаѓаме до т.нар. „фази множества“, множества кои дозволуваат парцијална припадност на нивните елементи.

Уште од нивната појава [1] фази множествата (ФМ) играат значајна улога во експертските системи и системите за контрола како попригоден и поприроден начин за моделирање на човековото непрецизно познавање и перцепција. Од почетокот на '80, а посебно во последнава деценија, примената на фази множества е проширена и во многу други области како, на пример, анализата на ЕЕС [9].

Пред да продолжиме понатаму со поимите за фази множества и фази броеви и нивната примена во економското вреднување на варијантните решенија, накусо да спомнеме еден сличен пристап на вклучување на несигурноста од нестатистички карактер во економските анализи. Во [4] авторите ги моделираат несигурните величини како интервали на реални броеви. Границите на интервалите се всушност

најмалите и најголемите можни вредности што несигурните величини може да ги попримат. Со примена на интервалната математика врз овие интервални променливи се добиваат резултати кои, истотака, се во интервален облик.

Меѓутоа, интервалните променливи (броеви) се само специјален случај на фази броевите (ФБ) кои може да се разгледуваат како групирани и вгнездени еден во друг интервали. ФБ, од своја страна, се специјален тип на ФМ.

2. ФАЗИ БРОЕВИ

2.1. Фази множества

Во традиционалната теорија на множества, за даден универзум (свкупност на разгледувани објекти) X , множеството A е дефинирано со оние елементи од X кои припаѓаат на A . Така, за секој елемент на X може да се означи припадноста во A со броевите 0 и 1. Притоа, 0 означува дека конкретниот елемент не припаѓа на A , а 1 дека елементот припаѓа на A . На овој начин, ние всушност ја дефинираме т.нар. *функција на припадност* или *карактеристична функција* на множеството A . Оваа функција за традиционалните множества е бинарна, може да ги поприми *само* вредностите 0 или 1.

Слично, ФМ \tilde{A} во X е дефинирано со множеството на подредени парови:

$$\tilde{A} = \{(x, \mu_{\tilde{A}}(x)) \mid x \in X\}, \quad (1)$$

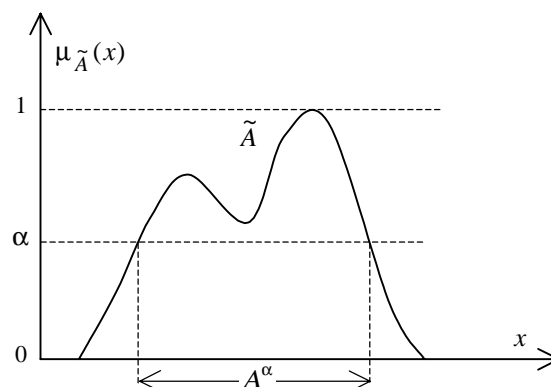
каде $\mu_{\tilde{A}}$ е функцијата на припадност која ги мапира елементите на X во \tilde{A} и која може да поприми *секаква* вредност во интервалот $[0, 1]$.

Индексот на μ што го означува соодветното ФМ може да се изостави ако е тоа евидентно.

Овде ќе претпоставиме дека ФМ се *нормализирани*, т.е. дека најголемата можна вредност на функцијата на припадност, комплетната припадност, има вредност 1. Секое непразно ФМ коешто не е нормализирано, може да се нормализира ако се подели неговата функција на припадност со нејзината најголема вредност: $\sup \mu(x)$.

На сликата 1 е прикажан пример за функцијата на припадност на едно нормализирано ФМ \tilde{A} .

На сликата 1, истотака, е прикажан еден α -пресек A^α на ФМ \tilde{A} , кој е дефиниран како *обично* множество такво што:



Слика 1. Функција на припадност за нормализирано ФМ \tilde{A} и еден нејзин α -пресек.

$$A^\alpha = \{x | x \in X, \mu(x) \geq \alpha\}. \quad (2)$$

Операциите со ФМ претставуваат проширувања на операциите со обичните множества и заинтересираниот читател се упатува на [1, 3, 7, 8] и друга литература од оваа област.

2.2. Фази броеви

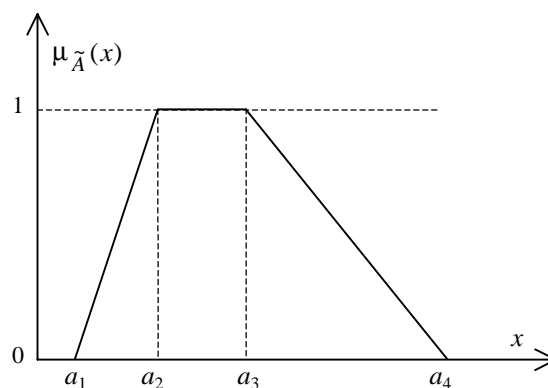
ФБ се нормализирани и *конвексни* ФМ со функции на припадност коишто се континуирани по делови. Конвексноста формално е дефинирана со (3).

$$\mu(\lambda \cdot x_1 + (1 - \lambda) \cdot x_2) \geq \min\{\mu(x_1), \mu(x_2)\}; \lambda \in [0, 1] \quad (3)$$

Треба да се забележи дека претходната дефиниција не значи и дека функцијата на припадност μ е конвексна функција од x . Таа едноставно вели дека функцијата на припадност нема „дупки“ и, следствено, α -пресеците се интервали вгнездени еден во друг како што α расте од 0 кон 1. Овие интервали би можеле да се третираат како *интервали на доверба (intervals of confidence)* [3]. ФМ на сликата 1 е неконвексно.

Честопати, од причини на поедноставување, ФБ се претставуваат со триаголна или трапезоидна функција на припадност кои се, всушност, специјални случаи на општиот L-R облик на ФБ [7]. Овде ќе бидат користени трапезоидни ФБ како оној што е претставен на сликата 2.

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 вредности помеѓу a_1 и a_4 , но најмногу се очекува дека ќе биде помеѓу вредностите a_2 и a_3 . На пример, некој би можел да даде проценка за каматната стапка како [8%, 9%, 10%, 11%], што би значело дека според неговото мислење таа ќе биде помеѓу 8% и 11%, но најизгледно е дека ќе биде помеѓу 9% и 10%. Во претходните изрази намерно е изоставен зборот „најверојатно“ иако разговорно токму тој збор би се употребил („...најверојатно ќе биде помеѓу a_2 и a_3 .“, „...најверојатно ќе биде помеѓу 9% и 10%.“). Во дадениот контекст неговата употреба би била непрецизна. Овде не станува збор за веројатност (*probability*), туку за можност (*possibility*). Разликата е квалитативна. Она што е можно не мора да биде и веројатно, додека она што не е можно не може да биде и веројатно.



Слика 2. Трапезоиден фази број кој 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 случаи на фази броеви.

2.3. Фази аритметика

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):

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

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} :

$$C^\alpha = A^\alpha - B^\alpha = [c_1^\alpha, c_2^\alpha] = [a_1^\alpha, a_2^\alpha] - [b_1^\alpha, b_2^\alpha] = [a_1^\alpha - b_2^\alpha, a_2^\alpha - b_1^\alpha], \quad (5)$$

$$C^\alpha = A^\alpha \cdot B^\alpha = [c_1^\alpha, c_2^\alpha] = [a_1^\alpha, a_2^\alpha] \cdot [b_1^\alpha, b_2^\alpha] = [a_1^\alpha \cdot b_1^\alpha, a_2^\alpha \cdot b_2^\alpha], \quad (6)$$

$$C^\alpha = A^\alpha / B^\alpha = [c_1^\alpha, c_2^\alpha] = [a_1^\alpha, a_2^\alpha] / [b_1^\alpha, b_2^\alpha] = [a_1^\alpha / b_2^\alpha, a_2^\alpha / b_1^\alpha]. \quad (7)$$

Во специјалниот случај кога едниот од ФБ е обичен реален број k , претходните изрази се сведуваат на:

$$C^\alpha = A^\alpha \pm k = [c_1^\alpha, c_2^\alpha] = [a_1^\alpha, a_2^\alpha] \pm k = [a_1^\alpha \pm k, a_2^\alpha \pm k], \quad (8)$$

$$C^\alpha = A^\alpha \cdot k = [c_1^\alpha, c_2^\alpha] = [a_1^\alpha, a_2^\alpha] \cdot k = [a_1^\alpha \cdot k, a_2^\alpha \cdot k], \quad (9)$$

$$C^\alpha = k / B^\alpha = [c_1^\alpha, c_2^\alpha] = [k / b_2^\alpha, k / b_1^\alpha]. \quad (10)$$

Во горните изрази имплицитно е претпоставено дека интервалите A^α и B^α содржат само позитивни броеви. Генерално, кога тие содржат позитивни и/или негативни броеви, изразите за производот и количникот на два ФБ се дадени со (11) и (12).

$$C^\alpha = A^\alpha \cdot B^\alpha = \left[\min_{i,j=1,2} (a_i^\alpha \cdot b_j^\alpha), \max_{i,j=1,2} (a_i^\alpha \cdot b_j^\alpha) \right] \quad (11)$$

$$C^\alpha = A^\alpha / B^\alpha = \left[\min_{i,j=1,2} (a_i^\alpha / b_j^\alpha), \max_{i,j=1,2} (a_i^\alpha / b_j^\alpha) \right] \quad (12)$$

Операцијата во (12) не е дефинирана ако интервалот B^α ја содржи нулата, па така, тој може да содржи само позитивни или само негативни броеви.

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 (13) е даден α -пресекот C^α на резултатниот ФБ \tilde{C} добиен со степенување на ФБ \tilde{A} на степен n , n -природен број.

$$C^\alpha = \left[\min \{ (a_1^\alpha)^n, (a_2^\alpha)^n \}, \max \{ (a_1^\alpha)^n, (a_2^\alpha)^n \} \right] \quad (13)$$

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.

Во специјалниот случај кога ФБ дегенерираат во обични реални броеви, наречени уште и фази синглтони (*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.

2.4. Подредување на фази броеви

Множеството на ФБ не го поседува својството на линеарно подредување. Затоа и рангирањето на ФБ може да се изврши на разни начини, во зависност од различното вреднување на нивните поедини карактеристики. Искрпна дискусија на оваа тема е дадена во [10].

Во [3] е предложен еден начин за подредување кој се состои во примената на следните три критериуми според дадениот редослед:

1. „Отстранување“ (*removal*);
2. Медијана (*median*);
3. Амплитуда (*amplitude*).

Ако примената на првиот критериум („отстранувањето“) не обезбедува еднозначен поредок на ФБ, тогаш се применуваат вториот и третиот критериум, сукцесивно.

Во продолжение се дадени дефинициите на овие три критериуми за трапезоидниот ФБ прикажан на сликата 2.

$$\text{Removal} = \frac{a_1 + a_2 + a_3 + a_4}{4}, \quad (14)$$

$$\text{Median} = \frac{a_2 + a_3}{2}, \quad (15)$$

$$\text{Amplitude} = a_4 - a_1. \quad (16)$$

3. ТЕХНИКА НА АКТУЕЛИЗАЦИЈА

3.1 Традиционален пристап

Како што е познато, техниката на актуелизација ја одредува сегашната (актуелната) вредност на дадена сума на пари F која што ќе се појави во иднина, n години од моментот на разгледување (денес). Таа вредност означена со P е дадена со следниот израз:

$$P = \frac{F}{(1+i)^n}, \quad (17)$$

каде што со i е означена применетата стапка на актуелизација (*discount rate*).

Во случај на повеќе идни суми на пари, F_1, F_2, \dots, F_k , распределени во годините n_1, n_2, \dots, n_k , респективно, вкупната нивна сегашна вредност P ќе биде збир од соодветните сегашни вредности, P_1, P_2, \dots, P_k , и ќе изнесува:

$$P = \sum_{j=1}^k \frac{F_j}{(1+i)^{n_j}}. \quad (18)$$

3.2 Фази пристап

Факт е дека сумите на пари кои се очекуваат во иднина неможе однапред да бидат прецизно познати. Тие содржат во себе несигурност. Истотака, факт е дека стапката на актуелизација е инхерентно несигурна величина. Нејзината вредност зависи од севкупното економско опкружување и никој прецизно не може да ја каже ниту во сегашниот момент на време, а уште помалку во иднината. Затоа, ќе ја воведеме сега несигурноста во техниката на актуелизација, користејќи ги претходно опишаните фази броеви, т.е. ќе ги претставиме идните суми на пари и стапката на актуелизација со фази броеви. На тој начин, како резултат ќе добиеме фази вкупна сегашна вредност, дадена со:

$$\tilde{P} = \sum_{j=1}^k \frac{\tilde{F}_j}{(1+\tilde{i})^{n_j}}. \quad (19)$$

Единствени параметри кои се оставени како обични реални броеви во (19) се годините на појавување на идните суми на пари. Обично се тие помалку несигурни или се претходно строго дефинирани или, пак, се редовни. Затоа, тие овде не се фазифицирани, а и од причини да се задржи едноставноста на анализата. Сепак, ова останува предмет на понатамошен интерес.

4. ПРИМЕР

За илустрација, ќе го примениме претходно изнесениот концепт врз еден едноставен, но во пракса најчесто среќаван, проблем кој содржи две алтернативи. Алтернативата А е да се инвестира во системот со што ќе се намалат неговите оперативни трошоци. Алтернативата Б е да се остави сегашната состојба, т.е. да не се направи ништо (*do-nothing alternative*). Периодот на разгледување изнесува 20

години. Нашата цел е да ги најдеме вкупните актуелизирани трошоци на двете алтернативи и да ја избереме онаа што е поекономична. Проблемот ќе го решиме на обичен и фази начин.

4.1. Обична пресметка

Во табелата I се прикажани трошоците во парични единици (п.е.) за двете алтернативи, а во табелата II претпоставените економски параметри во овој случај.

ТАБЕЛА I. ТРОШОЦИ (П.Е.) ЗА ДВЕТЕ АЛТЕРНАТИВИ – ОБИЧЕН СЛУЧАЈ

	Инвестициони	Оперативни
Алтернатива А	1,000,000	100,000
Алтернатива Б	0	200,000

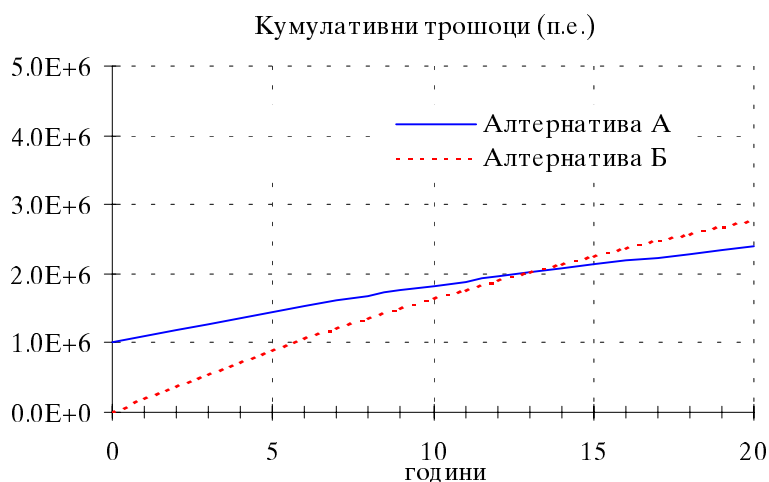
ТАБЕЛА II. ЕКОНОМСКИ ПАРАМЕТРИ – ОБИЧЕН СЛУЧАЈ

Ефективна стапка на актуелизација	10.0%/год.
Реална стапка на ескалација	6.0%/год.

Во табелата III, како и на сликата 3, се прикажани резултатите за кумулативните актуелизирани трошоци за двете алтернативи.

ТАБЕЛА III. КУМУЛАТИВНИ ТРОШОЦИ (П.Е.) – ОБИЧЕН СЛУЧАЈ

Год.	Алтернатива А	Алтернатива Б
0	1.000.000	0
1	1.096.364	192.727
2	1.189.223	378.446
3	1.278.706	557.412
4	1.364.935	729.870
5	1.448.028	896.056
6	1.528.100	1.056.200
7	1.605.260	1.210.520
8	1.679.614	1.359.228
9	1.751.264	1.502.529
10	1.820.309	1.640.619
11	1.886.844	1.773.687
12	1.950.958	1.901.917
13	2.012.742	2.025.483
14	2.072.278	2.144.557
15	2.129.650	2.259.300
16	2.184.935	2.369.871
17	2.238.211	2.476.421
18	2.289.548	2.579.097
19	2.339.019	2.678.039
20	2.386.691	2.773.383



Слика 3. Кумулативни актуелизирани трошоци за алтернативите А и Б – обичен случај.

Од добиените резултати е очигледно дека, во текот на разгледуваниот временски период, алтернативата А е попогодна од алтернативата Б поради помалите вкупни актуелизирани трошоци. Точката на вкрстување во која и двете алтернативи се еднакви од економски аспект е околу 13. година.

4.2. Фази пресметка

Во овој случај ја уважуваме несигурноста на податоците дефинирајќи ги со ФБ. Во табелата IV се дадени несигурните трошоци, дефинирани како трапезоидни ФБ за двете алтернативи. Несигурните економски параметри, истотака дефинирани со трапезоидни ФБ, се дадени во табелата V.

Резултатите од пресметките за кумулативните актуелизирани трошоци се дадени во табелата VI. Тие се сега во форма на ФБ и во табелата се дадени долните и горните граници на α -пресеците за $\alpha=0$ и $\alpha=1$. Овие точки се истовремено и карактеристичните точки од трапезоидните апроксимации на тие ФБ.

ТАБЕЛА IV. ТРОШОЦИ (П.Е.) ЗА ДВЕТЕ АЛТЕРНАТИВИ – ФАЗИ СЛУЧАЈ

	Инвестициони
Алтернатива А	[850,000; 900,000; 1,100,000; 1,150,000]
Алтернатива Б	0
	Оперативни
Алтернатива А	[90,000; 95,000; 105,000; 110,000]
Алтернатива Б	[185,000; 190,000; 210,000; 215,000]

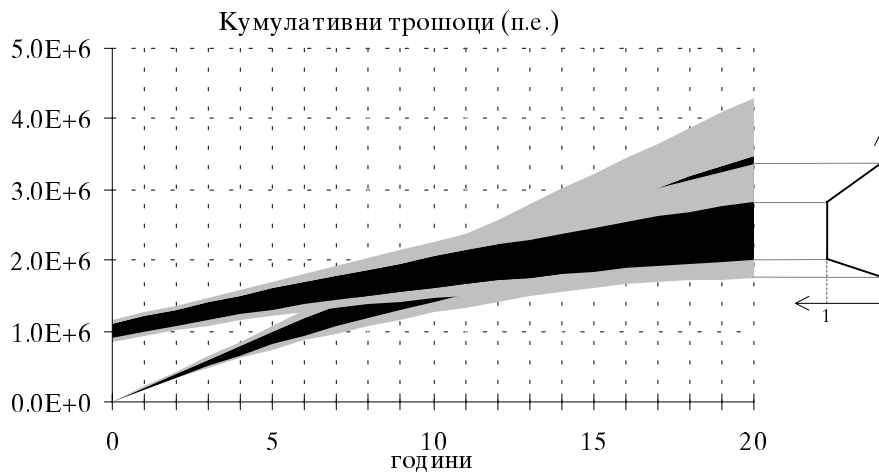
ТАБЕЛА V. ЕКОНОМСКИ ПАРАМЕТРИ – ФАЗИ СЛУЧАЈ

Ефективна стапка на актуелизација	[8.0%; 9.0%; 11.0%; 12.0%]/год.
Реална стапка на ескалација	[4.0%; 5.0%; 7.0%; 8.0%]/год.

ТАБЕЛА VI. КУМУЛАТИВНИ ТРОШОЦИ (П.Е.) – ФАЗИ СЛУЧАЈ

Год.	Алтернатива А				Алтернатива Б			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 1$	$\alpha = 1$	$\alpha = 0$	$\alpha = 0$	$\alpha = 1$	$\alpha = 1$	$\alpha = 0$
0	850.000	900.000	1.100.00	1150000	0	0	0	0
1	933.571	989.865	1.203.07	1.260.00	171.786	179.730	206.147	215.000
2	1.011.17	1.074.87	1.304.25	1.370.00	331.301	349.744	408.511	430.000
3	1.083.23	1.155.28	1.403.58	1.480.00	479.422	510.569	607.162	645.000
4	1.150.14	1.231.35	1.501.08	1.590.00	616.964	662.700	802.168	860.000
5	1.212.27	1.303.30	1.596.79	1.700.00	744.681	806.608	993.597	1.075.00
6	1.269.97	1.371.36	1.690.75	1.810.00	863.275	942.738	1.181.51	1.290.00
7	1.323.54	1.435.75	1.782.99	1.920.00	973.398	1.071.50	1.365.98	1.505.00
8	1.373.29	1.496.66	1.873.53	2.030.00	1.075.65	1.193.31	1.547.06	1.720.00
9	1.419.48	1.554.27	1.962.41	2.140.00	1.170.60	1.308.54	1.724.82	1.935.00
10	1.462.37	1.608.77	2.049.66	2.250.00	1.258.77	1.417.54	1.899.32	2.150.00
11	1.502.20	1.660.32	2.135.30	2.360.00	1.340.65	1.520.64	2.070.61	2.365.00
12	1.539.19	1.709.09	2.219.38	2.470.00	1.416.67	1.618.18	2.238.77	2.580.00
13	1.573.53	1.755.22	2.301.92	2.580.00	1.487.27	1.710.44	2.403.84	2.795.00
14	1.605.42	1.798.85	2.382.94	2.690.00	1.552.82	1.797.71	2.565.88	3.010.00
15	1.635.04	1.840.13	2.462.47	2.800.00	1.613.69	1.880.27	2.724.94	3.225.00
16	1.662.53	1.879.18	2.540.54	2.910.00	1.670.21	1.958.36	2.881.09	3.440.00
17	1.688.07	1.916.11	2.617.18	3.020.00	1.722.70	2.032.23	3.034.37	3.655.00
18	1.711.77	1.951.05	2.692.42	3.130.00	1.771.43	2.102.11	3.184.84	3.870.00
19	1.733.79	1.984.10	2.766.27	3.240.00	1.816.69	2.168.21	3.332.55	4.085.00
20	1.754.23	2.015.37	2.838.77	3.350.00	1.858.71	2.230.74	3.477.55	4.300.00

На сликата 4 се прикажани резултатите од табелата VI. Сивите површини ги претставуваат пресеците за $\alpha=0$, а црните пресеците за $\alpha=1$. Очигледно е зголемувањето на несигурноста во резултатите со истекот на времето.



Слика 4. Кумулативни актуелизирани трошоци за алтернативите А и Б – фази случај.

И во овој случај, повторно, алтернативата А е попогодна од алтернативата Б, бидејќи ФБ што ги претставува вкупните актуелизирани трошоци за А е помал од истиот за Б (Еден ФБ е помал од друг ФБ, ако за секој α -пресек има помали долни и горни граници). Меѓутоа, сега ние сме сигурни во овој заклучок, во еден широк опсег на можни сценарија зададен со несигурните влезни податоци. Во претходниот случај, за ваквата потврда ќе требаше да се направи анализа на осетливост на резултатите во однос на варијацијата на влезните податоци. Така, со примената на ФБ и на фази математиката, анализата на осетливост се врши симултано со самите пресметки.

Честопати, заради споменатото отсуство на линеарно подредување на множеството на ФБ, резултатите нема да не доведуваат до ситуација во која еден ФБ е јасно помал од другите. Во таквите случаи, може да се употреби критериумот за подредување опишан во поглавието 2.4.

5. ЗАКЛУЧОК

Фази броевите и фази математиката овозможуваат начин на вклучување на секогаш-присутната нестатистичка несигурност во секоја економска анализа. Тие претставуваат проширување на интервалните броеви и интервалната математика. Ако интервалната анализа претставува проширување на обичната реална анализа во широчина, фази анализата може да се претстави како нејзино понатамошно проширување и интеграција во длабочина.

Резултатите добиени со фази анализата интегрално ги содржат сите решенија за вклучените несигурности. Меѓутоа, колку се податоците понесигурни толку се понесигурни и, генерално, помалку употребливи и резултатите. Затоа, овој пристап не треба да се разбере како решение на сите проблеми од аспект на несигурноста. Аналитичарот треба несигурноста да ја смали колку што е тоа возможно, односно да вклучи колку што е можно повеќе информации во анализата, за да добие квалитетно решение.

6. ЛИТЕРАТУРА

- [1] L. A. Zadeh, "Fuzzy Sets", *Information and Control*, Vol. 8, 1965, pp. 338-353.
- [2] J. L. Riggs, T. M. West, **Essentials of Engineering Economics**, McGraw-Hill Book Co., New York, 1986.
- [3] A. Kaufmann, M. M. Gupta, *Fuzzy Mathematical Models in Engineering and Management Science*, Elsevier, Amsterdam, 1988.
- [4] J. Matthews, R. Broadwater, L. Long, "The Application of Interval Mathematics to Utility Economic Analysis", *IEEE Trans. on PWRs*, Vol. 5, No. 1, Feb. 1990, pp. 177-181.
- [5] D. G. Newnan, **Engineering Economic Analysis**, Engineering Press Inc., San Jose, 1991
- [6] P. К. Ачковски, **Преносни и дистрибутивни системи**, Електротехнички факултет, Скопје, 1995.
- [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] J. J. Saade, "A Unifying Approach to Defuzzification and Comparison of the Outputs of Fuzzy Controllers", *IEEE Trans. on Fuzzy Systems*, Vol. 4, No. 3, Aug. 1996, pp. 227-237.
- [11] A. Д. Димитровски, „Комплексен техничко-економски модел за анализа на дистрибутивни системи“, докторска дисертација, Електротехнички факултет, Скопје, 1996.

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ СКОПЈЕ

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО СИГРЕ

Трајан Мавков, дипл.ел.инж.
ЈП “Електростопанство на Македонија”

ПРЕДЛОГ НА НОВ ТАРИФЕН СИСТЕМ ЗА ПРОДАЖБА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

СОДРЖИНА

Предлогот на новиот тарифен систем се очекува стимулативно да влијае врз рационалната потрошувачка на електричната енергија. Во него со попогодни тарифни облици и стимулативни односи во тарифните ставови за електрична моќност (KW) и електрична енергија (KWh) му се дава можност на корисникот да оствари намалени трошоци. При тоа потрошувачката на електрична енергија се прилагодува кон производните можности на ЕЕС.

Така корисниците и испорачувачите на електрична енергија взаемно би оствариле намалени вкупни трошоци по KWh, со што би се намалиле инвестиционите трошоци и би се создале можности за посигурно функционирање на Електро-Енергетскиот Систем на Република Македонија.

A NEW TARIFF SYSTEM PROPOSAL FOR ELECTRICITY SELLING

CONTENTS

We expect that the new Tariff System proposal for electricity selling will have a stimulating impact on the electricity consumption. It contains the more favorable tariff forms and stimulating relations in the tariff rates as regards to the electric power (kW) and electric energy (kWh) which shall give the user an opportunity to reduce the costs per kWh. Thus, electricity consumption is adjusted to the generation capabilities of the electric power system and its rational use.

This way the users and electricity producers achieve jointly reduced costs per kWh which results in investment costs reduction and at the same time development of opportunities for a more reliable operation of the electric power system in Republic of Macedonia.

ВОВЕД

Постојниот тарифен систем за продажба на електрична енергија, кој е во примена од 1985 година, е базиран на просечните односи на ниво на асоцијацијата на електростопанските претпријатија на Републиките на поранешна СФРЈ, од аспект на структурата на производството, потрошувачката како и трошоците во производството, преносот и дистрибуцијата.

По осамостојувањето на Македонија споменатите структурни односи значајно се изменија и тоа под дејство на следниве неколку промени:

- Односот во производство на електрична енергија од 50:50 (ХЕЦ:ТЕЦ) се промени на 85:15 во полза на ТЕЦ.
- Заврши 20 годишниот договор за користење на 210 MW капацитет во ТЕ Косово со годишно производство од 1100 GWh за потребите на скопската Железарница како и договорот на 100 MW гарантирана електрична моќност со 780 MWh годишна електрична енергија од ЗЕП-Белград.
- Потребите на скопската Железарница со 600 милиони KWh како и рестартирањето на Фенимак-Кавадарци со 426 милиони KWh, се пренесоа во Електроенергетскиот биланс на РМ предизвикувајќи битни промени во структурата на потрошувачката.
- Од 1990 година се создаде економско-техничко единство во трите дејности (производство, пренос и дистрибуција) на ниво на РМ.
- Несоодветен е односот на релативните односи на вреднување на трошоците, по напонски нивои.
- Има двојни тарифни ставови за исто напонско ниво односно потрошувачи од иста категорија (35 KV) итн.

Од изнесените измени се оцени дека е неопходно да се донесе нов тарифен систем за продажба на електрична енергија во Републиката.

Согласно новиот Закон за енергетика, Тарифниот систем го изготвува Министерството надлежно за работите во енергетиката, а истиот го донесува Владата на Република Македонија.

Појдовни основи во изработката на новиот тарифен систем се:

- Остварените и идните електроенергетски биланси на РМ;
- Економско-финансиските резултати на испорачувачот на енергија;
- Реалното вреднување на трошоците за производство, пренос и дистрибуција на електричната енергија (напонски нивои, категории и сл.) односно употреба на РЕАЛЕН ТРОШКОВЕН ПРИНЦИП;
- Расположливите технички средства за мерење и регистрирање на Тарифните елементи;
- Искуство во досегашниот период во нашата средина и во странските земји итн.

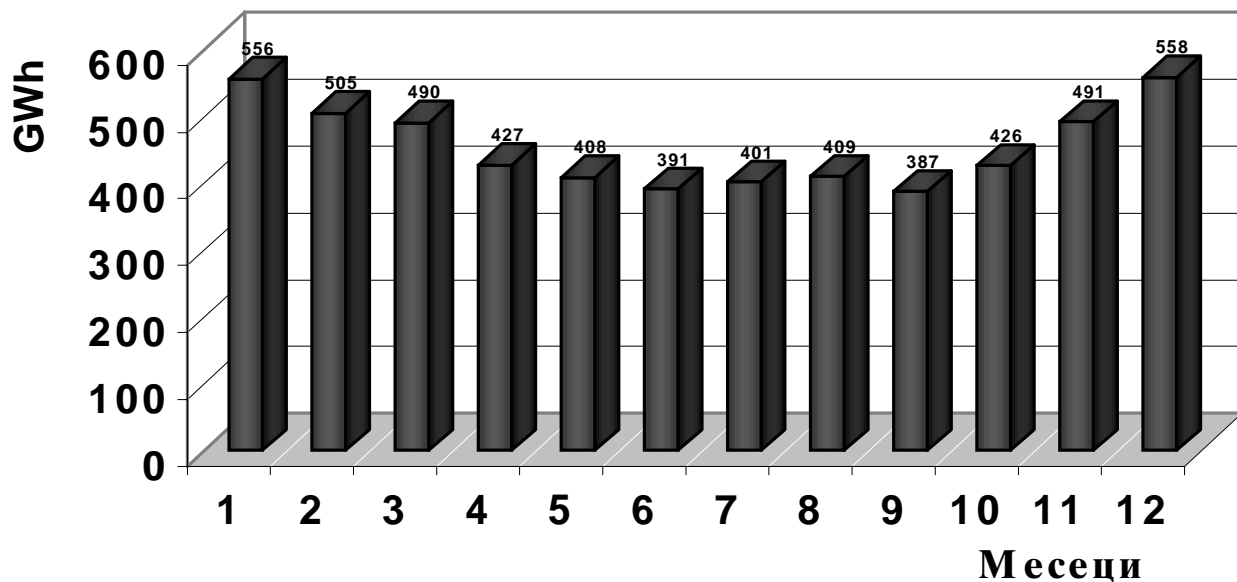
Со решенијата вградени во новиот тарифен систем, во основа се утврдува ист третман на сите потрошувачи на електрична енергија, при што истите ги плаќаат

трошоците согласно на напонското ниво на кое се приклучени и режимот на користење на електричната енергија.

Очекуваме Новиот тарифен систем да овозможи подобро прилагодување на потрошувачката на електрична моќност и електрична енергија во однос на можностите на производството и соодветната набавка на ел. енергија, односно подобро искористување на производствените објекти и ресурси. На овој начин би се намалиле инвестиционите трошоци во ЕЕС, вкупните трошоци а со тоа и трошоците по KWh. Сето тоа ќе допринесе за зголемување на сигурноста на функционирањето на ЕЕС на Републиката.

ПОЗНАЧАЈНИ ИЗМЕНИ НАПРАВЕНИ ВО ПРЕДЛОГОТ НА НОВИОТ ТАРИФЕН СИСТЕМ ЗА ПРОДАЖБА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

★ Нерамномерното оптоварување на системот по месеци во текот на годината налага измени на досегашното решение со две сезони ВИСОКА-ЗИМСКА и НИСКА-ЛЕТНА со по шест месеци и однос 1,5:1,0. Имено, забележано е дека во месеците Јануари и Декември (слика 1), доаѓа до зголемување на потрошувачката на ел. енергија дури и за 2,5 пати во однос на летни месеци (од Април до Октомври). Оваа појава потекнува главно од користењето на ел. енергија за греење во домаќинствата и во малото стопанство за време на најладните зимски месеци.



Слика 1: Дијаграм на просечен вкупен конзум во периодот (1990-1994 год.)

Новиот предлог е воведување на **ТРИ СЕЗОНИ** и тоа:

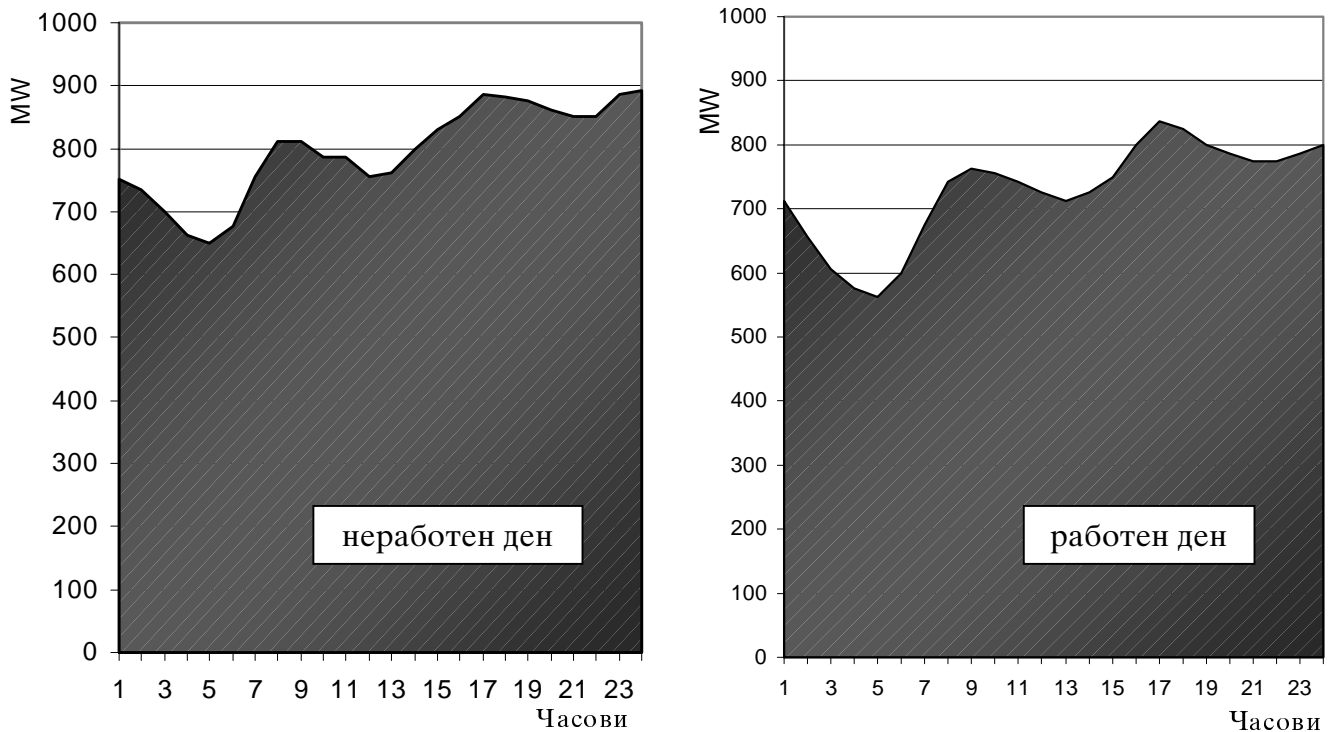
- ВИСОКА СЕЗОНА** – во месеците Јануари и Декември;
- СРЕДНА СЕЗОНА** – во Февруари, Март, Октомври и Ноември и
- НИСКА СЕЗОНА** – во останатите шест месеци (од Април до Октомври)

со воведување на нови посоодветни односи за тарифните елементи помеѓу сезоните:

ВИСОКА : СРЕДНА : НИСКА = 2,0 : 1,6 : 1,0

Со двојно повисоки цени во ВИСОКАТА СЕЗОНА и 60% повисоки во СРЕДНАТА СЕЗОНА во однос на НИСКАТА СЕЗОНА се очекува намалување на потрошувачката посебно за греењето и насочување на интензитетот на користење на индустриските капацитети во овој временски интервал, пореално вреднување како резултат на трошоците предизвикани со таа потрошувачка, намалување на врвните оптеретувања кои предизвикуваат високи напрегања на ЕЕС, избегнување на можни редуции на потрошувачката на ел. енергија, увоз на скапа електрична енергија или производство на скапа ел. енергија од ТЕ Неготино како и супституирање на ел. енергија со други енергенти.

★Анализите на остварените дневни дијаграми на оптеретувањата налагаа измени и во времетраењето на ДНЕВНИТЕ ТАРИФНИ СТАВОВИ (Слика 2 и 3).



Слика 2 и 3: Дневен дијаграм за вкупниот конзум

Во досегашните НИСКИ дневни тарифни ставови од 13,00 до 16,00 часот (14,00–17,00) се остваруваат високи оптеретувања, што посочува на потребата од промена на досегашниот однос 12:12 часови ВИСОКА : НИСКА дневна тарифа. Се предлага новиот однос да е 16:8 во полза на ВИСОКАТА тарифа, односно само 4 часа од досегашната НИСКА дневна тарифа и тоа од 13-16 (14-17) поминуваат во ВИСОКА дневна тарифа.

Најголема дневна потрошувачка а со тоа и саатни оптеретувања во системот се остваруваат во Неделите па затоа се предлага овој ден да се третира како работните денови со однос 16:8 часови ВИСОКА : НИСКА дневна тарифа.

Се очекува овие измени да доведат до намалување на оптеретувањето во тие часови во работните денови и во Недела, како и до насочување на термичката потрошувачка (од ТА и бојлерите) во ноќните часови кога егзистираат ниските оптеретувања. Тоа ќе овозможи и помало ангажирање на хидроелектраните а соодветно поголемо ангажирање на термоелектраните во ноќните часови со што се избегнува нивното потиснување, што сега во електроенергетскиот систем не чини.

★Понекогаш во текот на денот посебно во зимските месеци се појавуваат екстремно високи оптеретувања на системот и тоа од 16,00-19,00 часот. Со цел да се постигне порамномерно распоредување на потрошувачката во дневниот дијаграм се предлага воведување и на ТРЕТА дневна тарифа, за што е потребно да се вгради нова мерна гарнитура (ново броило и нов вклопен часовник). Воведувањето на тротарифно мерење е можност во новиот тарифен систем, исклучиво по избор на потрошувачот со тарифни ставови во однос:

ВИСОКА : СРЕДНА : НИСКА дневна тарифа = 2,5 : 1,8 : 0,9

при што исто со цел да се насочи потрошувачката за термичките потреби во ниски оптеретувања во текот на денот се поделени по следната шема:

ВИСОКА	од 16-19 часот	(3 саата)
СРЕДНА	од 7-16 и од 19-23 часот	(13 саата)
НИСКА	од 23- 7 часот	(8 саата)

★Со измената во структурата на производството на електричната енергија (85:15)% во корист на ТЕЦ доаѓа и до измени во односот помеѓу **постојаните** и **променливите** трошоци во ЕЕС. При досегашниот однос 50:50 употребуван во постојниот тарифен систем а со финансви анализи на остварувањата дојдено е до заклучок дека **постојани:променливи трошоци се во однос 55 : 45** (зголемени постојани трошоци).

★Определбата за поголема сигурност во одржувањето и функционирањето на ЕЕС, посочува на потребата од зголемување на учеството на вредноста на ангажираната моќност во вкупната вредност на електричната енергија и тоа како во Високиот така и на Нискиот напон. Така се предлага во новиот тарифен систем учеството на вредноста на моќноста во вкупната вредност на електричната енергија да е застапено:

за ВИСОКИОТ напон со 55% (досега 50%)
за НИСКИОТ напон со 30% (досега 25%)

★Во новиот тарифен систем се вградени повеќе решенија за мерење на тарифниот елемент **ЕЛЕКТРИЧНА МОЌНОСТ (KW)**, која ја ангажираат потрошувачите посебно кај категоријата домаќинства и II-риот тарифен степен на 0,4 KV-напон (засега единствен тарифен елемент кој учествува во формирањето на цената на потрошувачката без да се мери). Досегашниот начин на вреднувањето, по пат на пресметка на 33,33% од вредноста на активната електрична енергија, недава можност за рационализација и стимулирање на моќноста, која е најголема во дијаграмот на оптеретување и истата е константно во пораст со значителен процент.

Се предвидува, односно им дава можност на потрошувачите да одберат едно од четирите решенија:

1. Со апарат за мерење на моќност (максиграф)
2. Апарат за ограничување на струјата (осигурувач)
3. Апарат за ограничување на моќноста (лимитатор)
4. Со пресметка од превземената активна електрична енергија различна од досегашната, а како преодно решение.

Првото решение со апарат за мерење на моќноста–максиграф е скапо и неприменливо во нискиот напон од 04 KV.

Второто и третото решение по основа на ограничување на струјата (осигурувач) и ограничување на моќноста (лимитатор) се приближно исти. Имено мерењето на моќноста по пат на осигурувач е прв чекор кон воведување на лимитатори.

Определбата ГЛАВЕН осигурувач е можност дистрибуцијата да добие увид во поединечното учество во потрошувачката преку постепено доведување во ред на ГЛАВНИТЕ осигурувачи (затворен ормар од страна на ЕСМ). Имено, главните осигурувачи се сега пристапачни на потрошувачот, што е основна причина за појава на неред и незнаење на поединечното учество на потрошувачите во дијаграмот на оптеретување на електричната мрежа. Заклучен ормар е предложен и при решението ЛИМИТАТОР. Лимитаторот исто како главните осигурачи ја “мери” СТРУЈАТА, но е по конфорен во однос на осигурачите. Имено, повторното уклучување го остварува самиот потрошувач, без повик на дистрибутерот.

Решението главни осигурачи поради сегашната изведба на “постољето”–од 35А и поголеми и од 25А кај одделни потрошувачи ќе бараат промена. Така, потрошувачите кои ќе се определат за “патрон” под 25А главни осигурувачи, мора да водат сметка за селективноста, која може да биде причина за прегорувањето на ГЛАВНИТЕ осигурачи, како и на симетричноста во оптеретувањето на фазите RST. Постигнувањето на симетрично оптеретување по фазите е лесно остварливо, со минимални зафати зад таблата на “домашните” осигурачи, што ќе внесе квалитет во целата домашна инсталација.

Спроведувањето на решението “главен осигурувач” може да почне веднаш и е најевтин. Патроните на осигурувачите ги заменува и заклучува ЕСМ на свој трошок, во кој спаѓа и усогласувањето (до три прегорувања на патронот). Во зависност од јачината на осигурувачот, како и од напонот на кој потрошувачот е приклучен (монофазен или трофазен) се одредува и моќноста која истиот ќе ја плаќа преку целата година (Табела I).

Табела I: Одредување на пресметковната моќност кај категоријата домаќинства преку апарат за ограничување на струјата.

НОМИНАЛНА СТРУЈА (А)	ПРЕСМЕТКОВНА МОЌНОСТ (KW)	
	Еднофазен приклучок	Трофазен приклучок
6	1	2
10	2	4
16	3	6
20	4	8
25	5	10
35	7	14
50	10	20
63	-	26
80	-	34
100	-	44

Примери: Потрошувач со главни осигурувачи од 10А кој е приклучен на монофазен напон 220V ќе плаќа 2,0KW допринос за моќност, а ако истиот потрошувач е приклучен на трофазен напон, каде има можност да користи поголема моќност и енергија ќе плаќа 4,0KW.

Доколку главниот осигурувач од 10А често прегорува во заедничка консултација со потрошувачот, електростопанството ќе изврши замена со нареден - посилен осигурач (патрон) од 16А. Но при тоа истиот потрошувач ќе плаќа 3,0KW при монофазен приклучок а 6,0KW за трифазен приклучок (пресметковна моќност).

Табела II: Одредување на пресметковната моќност кај категоријата на потрошувачи II тарифен систем преку апарат за ограничување на струјата.

НОМИНАЛНА СТРУЈА (А)	ПРЕСМЕТКОВНА МОЌНОСТ (KW)	
	Еднофазен приклучок	Трофазен приклучок
6	1	4
10	2	6
16	3	10
20	4	13
25	5	16
35	7	23
50	10	33
63	-	41
80	-	53
100	-	66

Усогласената јачина на главните осигурачи меѓу потрошувачот и дистрибуцијата ќе се избира еднаш годишно а ќе се плаќа преку цела година.

Решението главни осигурачи е применлив во Р. Словенија повеќе од 25 години а се среќава во ЕЕС на Шведска. Изнесените примени треба да го завземат своето место и во ОПШТИТЕ УСЛОВИ за испорака на електрична енергија кои се во процес на подготовка.

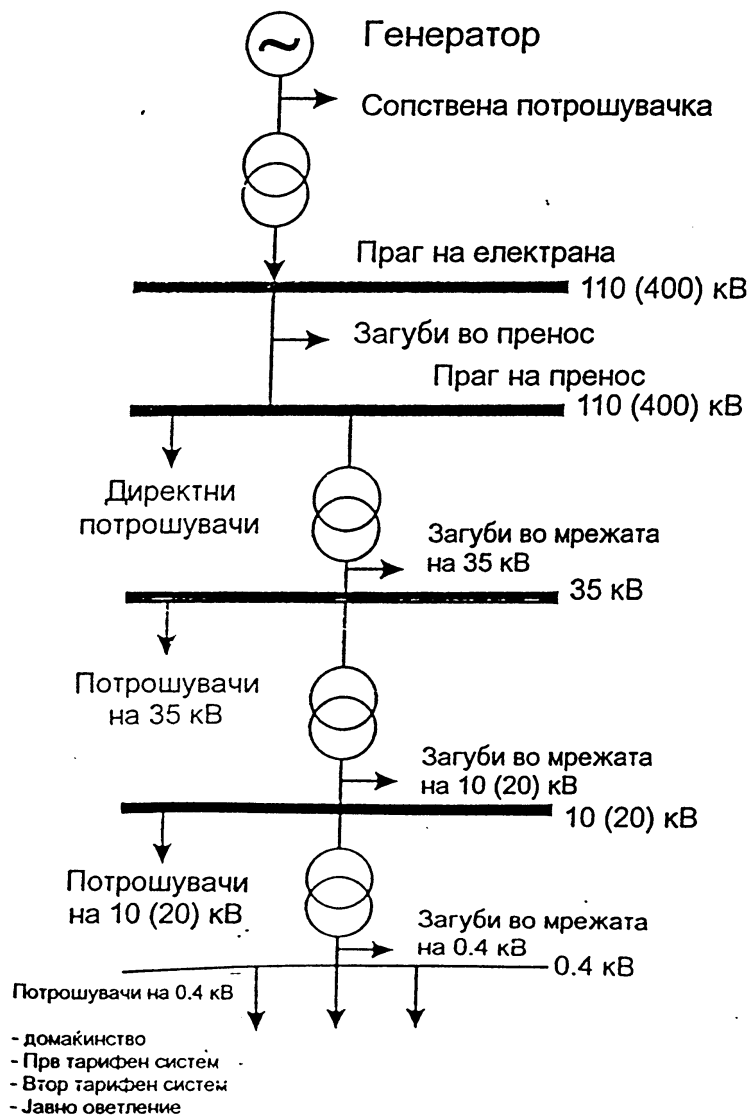
Секоја промена на начинот на “мерењето” и пресметувањето на тарифниот елемент “моќност” бара зголемени (прелазни) трошоци во продажбата на електрична енергија (неизбежна судбина на секоја промена).

Четвртото решение по пат на пресметка е ПРЕОДНО и би било во траење од 2 (две) години се до целосно усогласување на мерењето на тарифниот елемент моќност кај категоријата потрошувачи – домаќинства и II тарифен степен на 04KV по пат на 2 (второ) или 3 (трето) решение (осигурувач или лимитатор). Преодното решение е пресметковно и секој потрошувач ќе плаќа “моќност” во “KW” кои ќе се добијат кога активна измерена електрична енергија во месецот ќе се подели со “100”/100-те часови користење на инсталирана моќност во месецот за просечно домаќинство (а кај II тарифен степен активната измерена електрична енергија во месецот се подели со “50”/50-те часови користење на инсталирана моќност во месецот).

★Со новиот тарифен систем се предлага повисоко вреднување на реактивната електрична енергија поточно тарифните ставови за прекомерната превземена реактивна електрична енергија се 30% од тарифните ставови за активна ел. енергија што досега беше 20 до 25%. При ова се задржува факторот на моќност на ниво кој е и сега во примена 0,95 со очекување потрошувачите додатно да вградат кондензаторски батерии.

★Определбата реален-чист и објективен трошковен принцип дава можност за ПРВ пат да се утврдат релативните односи по напонски нивоа. При тоа како референтна категорија на потрошувачи се зема категоријата на потрошувачи од највисоко напонско ниво 110 KV (како 1,00) по што следат тие на 35 KV (1,30), на 10 KV (1,50), домаќинства (1,80), I тарифен степен (2,20), II тарифен степен (2,80) и јавното осветлување (1,75). Основ за утврдување на релативните односи на тарифните ставови се вкупните трошоци за производство, набавка, пренос и дистрибуција на електричната енергија, вклучувајќи ја и резервата во ЕЕС.

Принципиелна шема на напонски нивоа и категории на потрошувачи

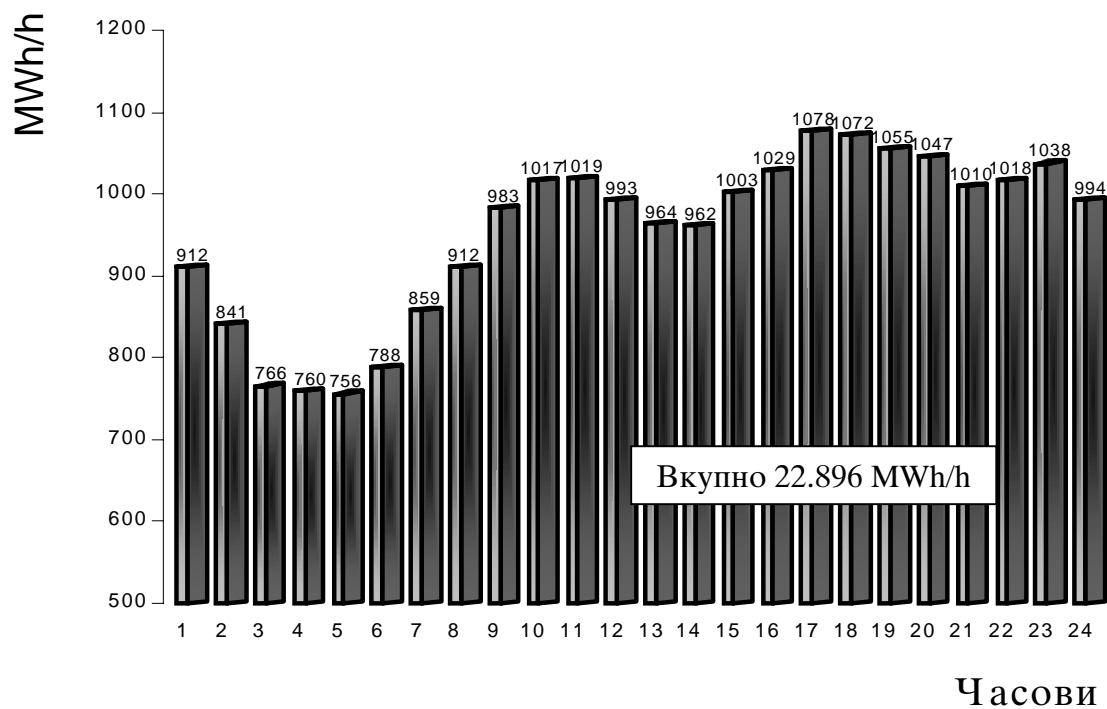


Слика 4: Принципиелна шема на напонски нивоа и категории на потрошувачи

Релативните односи на цените по категории на потрошувачи во однос на потрошувачите на напонско ниво 110 KV изнесува:

• за потрошувачи од редот 110 KV	1,00
• за потрошувачи од редот 35 KV	1,30
• за потрошувачи од редот 10 KV	1,50
• домаќинства	1,80
• I тарифен степен	2,20
• II тарифен степен	2,80
• јавно осветлување	1,75

На потрошувачите во категоријата на потрошувачи домаќинства кај кои електричната енергија се мери со еднотарифни броила тарифните ставови се пониски за 20% од високите дневни тарифни ставови, кај двотарифно мерење.



Слика 5: Дневен дијаграм на максимален дневен конзум, на 27.12. 1996 год., петок

Активната електрична енергија за категоријата јавно осветлување се предлага да се пресметува по високи дневни тарифни ставови за категоријата домаќинства двотарифно мерење.

★Во новиот тарифен систем за прв пат се дадени “основи за утврдување на тарифните ставови и формирање на цени”. Во соодветното поглавје се обработува нивото на просечната цена како појдовна подлога за утврдување на висината на тарифните ставови за продажба на електрична енергија, релативните односи по категории на потрошувачи во однос на референтната категорија на потрошувачите на напонско ниво 110 KV, како и можниот попуст на истите.

★Во поглавјето “Електрична енергија произведена од други производители на електрична енергија ” предложени се тарифните ставови кои ќе се применуваат за електрична енергија која ја произведуваат други производители и истата ја продаваат на ЕЕС, поточно на Јавното претпријатие за производство, пренос и дистрибуција на ел. енергија.

Тарифните ставови на електричната енергија произведена од други производители зависно на кој напон ја предаваат се пониски од тарифните ставови утврдени со овој тарифен систем и тоа:

- на 35 KV напон – тарифните ставови се намалуваат за 10%,
- на 10 KV напон – тарифните ставови се намалуваат за 12%,
- на 04 KV напон – тарифните ставови се намалуваат за 15% од тарифните ставови за домаќинствата.

Процентите на намалување се објективните загуби кои се очекува да се појават во електричната мрежа на соодветниот напон.

ПОНАТАМОШНА ПРОЦЕДУРА ДО ДОНЕСУВАЊЕ НА НОВИОТ ТАРИФЕН СИСТЕМ ЗА [ПРОДАЖБА](#) НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Со цел решенијата во Предлогот на новиот Тарифен систем за продажба на електрична енергија да бидат оценети и од пошироката јавност во Републиката, пред да биде донесен од Владата на Р. Македонија. Министерството за стопанство истиот го даде на јавна расправа во повеќе Институции.

По завршување на јавната расправа планирано е Комисијата за изготвување на предметниот акт, ценејќи ги сите сугестии и забелешки, да изврши соодветно дополнување и изменување на предлог текстот на новиот Тарифен систем за продажба на електрична енергија.

Очекуваме ВТОРОТО СОВЕТУВАЊЕ на МАКО-СИГРЕ да даде свој стручен допринос кон јавната расправа

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ С К О П Ј Е

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО СИГРЕ

Проф. д-р Леонид Грчев
м-р Марија Кацарска
Електротехнички факултет - Скопје

ЕКОЛОШКИ АСПЕКТИ НА ЕЛЕКТРОМАГНЕТНАТА КОМПАТИБИЛНОСТ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ

СОДРЖИНА

Со непрекинатото зголемување на примената на сè поголемиот број разновидни електрични уреди и системи во современиот живот се зголемува и присатноста на системите за пренос и дистрибуција на електрична енергија во животната средина. Со тоа се зголемува бројот и моќноста на разни извори на електромагнетно поле, кое, зависно од интензитетот и траењето на изложеноста, може да има штетно или опасно влијание врз живите суштества, а пред сè врз луѓето. Во трудот е даден кус преглед на проблемите кои настануваат поради можните неповолни влијанија на електроенергетскиот систем врз околината, при што се наведени искуствата за нивно решавање во нашата средина. Укажано е дека од аспект на решавање на еколошкиот проблем, неопходен е систематски пристап за комплексно согледување на меѓусебните влијанија на електроенергетските преносни и дистрибутивни системи и животната околина.

АБСТРАКТ

Increasing consumption of electrical energy demands higher voltage level of electric power system, which creates electromagnetic pollution and disturbs natural balance of ecosystem. Impact analysis demonstrates negative effects of such electromagnetic pollution on people and equipment in the environment. A system approach is needed for the analysis of the complex relation of the electric power transmission and distribution system and the environment. This paper presents a survey of the main problems. Possible approaches for solution of mentioned problems are discussed.

Клучни зборови: електромагнетно поле, електромагнетна компатибилност, животна средина, електроенергетски преносен систем, пречки, корона, бучава

1. ВОВЕД

Во денешни услови на брз развој и инсталирање на уреди, системи и мрежи кои слободно зрачат електромагнетна енергија во просторот, електромагнетното (ЕМ) поле се јавува како важен еколошки фактор. Со непрекинатото зголемување на користењето на електричната енергија во современиот свет се зголемува бројот и моќноста на разни извори на електромагнетно поле во животната околина. Со тоа во животната средина се внесува електромагнетно загадување кое ја ремети природната рамнотежа во екосистемот.

Извор на најраспространетите ЕМ полиња со индустриска фреквенција во животната околина се трифазните високонапонски далноводи кои се елемент на електроенергетскиот систем (ЕЕС). Тие често зафаќаат површини од населени места и обработлива површина и со својата работа го зголемуваат природното ниво на ЕМ полиња на кое се прилагодил човековиот организам во текот на еволуцијата. Новонастанатите полиња ја реметат еколошката рамнотежа и ја менуваат електромагнетната околина. Резултатите од многубројни научни анализи, лабораториски и епидемиолошки истражувања, укажуваат на можноста дека ЕМ полиња од далноводите претставуваат неповолен фактор, а при подолготрајно изложување, и можеен ризичен фактор на животната околина.

Во овој труд се осврнуваме на проблемите поврзани со можните опасни и штетни електромагнетни влијанија на елементите на електроенергетскиот систем врз околината, но пред сè врз луѓето. Со таа цел, во трудот е даден кус осврт на основните проблеми при кои се јавуваат несакани неповолни влијанија врз околината. Од посебен интерес се директните влијанија на електромагнетното поле врз луѓето, но и индиректните влијанија преку други системи. Индиректните влијанија можат да бидат опасни по човековиот живот, како во случај на влијанијата врз телекомуникационите инсталации и врз цевоводите за природен гас, но можат да бидат и штетни влијанија, какви се радио и ТВ пречките поради појава на корона и варничење. Други проблеми, кои можат да имаат неповолно влијание во животната средина се појавата на бучава, како и создавањето на јони и озон во воздухот.

Во трудот е укажано дека, од аспект на решавање на еколошкиот проблем, неопходен е систематски пристап за комплексно согледување на меѓусебните влијанија на електроенергетските преносни и дистрибутивни системи и животната околина. Укажано е и на неколку начини за можна заштита на животната околина од неповолното влијание на ЕМ поле од далноводите во ЕЕС со примена на превентивни и други заштитни мерки. Во врска со тоа даден е краток преглед и на искуствата во нашата средина во решавање на спомнатите проблеми.

2. ЕЛЕКТРОМАГНЕТНА КОМПАТИБИЛНОСТ

Електромагнетната компатибилност (ЕМК), според дефиницијата на Меѓународната електротехничка комисија (ИЕС) го опфаќа и меѓусебното електромагнетно влијание на уредите и луѓето. Таа гласи: "*Елекџромагнетна компатибилност* е способност на опремата или на системот задоволително да функционираат во својата електромагнетна околина без при тоа да создаваат недопустливи електромагнетни пречки врз било што во таа околина". Утврденото ниво на пречки при кое треба да постои прифатливо голема веројатност на ЕМК се нарекува *ниво на елекџромагнетна компатибилност*. Од дефинициите за ЕМК и

ниво на ЕМК јасно е дека ЕМК е состојба во просторот кога постои електромагнетна интеракција меѓу уредите и живите организми, а при тоа сите нормално да функционираат.

3. ДИРЕКТНО ВЛИЈАНИЕ НА ЕЛЕКТРИЧНО И МАГНЕТНО ПОЛЕ ВРЗ ЛУЃЕТО

Електромагнетното поле кое во просторот го зрачат далноводите е со фреквенција од 50 Hz. Во ваков случај, заради квазистационарноста на ЕМ поле, електричното и магнетното поле можат да се разгледуваат како две независни полиња. Во близината на далновод јачината на електричното и магнетното поле во секоја точка од просторот зависи од напонот и струјата што тече низ проводниците на далноводот, распоредот на проводниците и од растојанието на набљудуваната точка во просторот од нив.

Она што во последно време создаде голема загриженост во јавноста се резултатите на повеќе епидемиолошки и лабораториски студии, кои тврдат дека изложеноста на ЕМ полето на 50 Hz во животната и работната средина го зголемува ризикот од појава на разни болести, вклучуваќи го ракот и леукемијата. За да се потврди или одрекне овој заклучок, веќе со години во светот се спроведуваат многубројни опсежни и долготрајни епидемиолошки и лабораториски студии. Степенот на сознанието во овој момент е таков да со сигурност не може ниту да се потврди дека постои врска помеѓу изложеноста на магнетните полиња во работната и животната околина и појавата на рак и други болести, ниту да се исклучи дека таквата врска постои. За да се дојде до конечен заклучок потребно е да се дочека крајот на долготрајните истражувања кои се во тек во светот. Во меѓувреме загриженоста расте бидејќи повеќе најнови епидемиолошки студии [1,2] повторно тврдат дека постои статистички значајна врска помеѓу појава на некои видови рак и Алцхајмерова болест и магнетното поле во животната околина. Покрај тоа, најнов е наодот дека и електричното поле има слично дејство [2].

Пред да може да се анализира можниот ризик по здравје во нашата средина, потребно е да се утврди степенот на изложеност на магнетното и електричното поле. На тоа поле во тек се истражувањата во рамки на научноистражувачките проекти на Електротехничкиот факултет во Скопје. Резултати за прелиминарни мерења на магнетното поле во животна и работна околина кај нас се реферирани и на ова Советување [3], како и мерењата на ЕМ поле под преносните и дистрибутивните водови [4].

4. ПОСРЕДНО ВЛИЈАНИЕ НА ЕЛЕКТРИЧНО И МАГНЕТНО ПОЛЕ ВРЗ ЛУЃЕТО ПРЕКУ ТЕЛЕКОМУНИКАЦИОНИТЕ ИНСТАЛАЦИИ

Електроенергетските (ЕЕ) водови влијаат врз телекомуникациони (ТК) водови кои се во нивна близина, поради меѓусебните индуктивни, капацитивни и отпорни спреги.

6.4 Опасно влијание поради индуктивни спреги со далноводите

Од посебен интерес е индуктивното влијание, како поради величината на индуцираните напони, така и поради можниот широк појас на делување (неколку километри околу далноводите). Влијанијата се манифестираат преку појава на непожелен напон спрема земја во телекомуникационите водови, опремата и уредите, кој при определени вредности може:

- да го загрози животот на лицата кои ќе дојдат во допир или работат на ТК постројките или нивните делови, и
- да ги оштети ТК постројките и уредите или нивните делови.

Неминовните вкрстувања, паралелни или коси водења на ЕЕ и ТК водови од проектантите захтеваат пресметка на максимално можно влијание и димензионирање на потребните мерки и средства на заштита. Примената на заштитата на ТК линиите може знатно финансиски да ја оптерети изградбата на водовите.

Во трудот [5] е прикажана методологијата на поточно пресметување на параметрите на заштита на телекомуникационите водови, која е во склад со важечкиот стандард [6] и која овозможува техно-економски оптимален проект на заштитата.

6.5 Пречки во телекомуникационите водови поради индуктивни и капацитивни спреги со далноводите

При паралелно водење, вкрстување или косо приближување на ЕЕ водовите и ТК линиите можат да се појават пречки во ТК линиите предизвикани од електромагнетното влијание на ЕЕ водовите. Бидејќи пречките од овој вид можат знатно да го влошат квалитетот на преносот по ТК линиите, истите се предмет на важечки стандард со обавезна примена [7], во кој е предвидена соодветна заштита.

Во трудот [6] прикажана е методологија на пресметка на пречките поради индуктивна и капацитивна спрега со ЕЕ водовите во склад со важечките прописи [8].

6.6 Опасно влијание поради проводни спреги со заземјувачките системи на електроенергетските постројки

Кога во електроенергетски постројки, кои припаѓаат на мрежа со директно заземјена неутрална точка ќе се воспостави струја на еднофазна куса врска преку заземјувањето на постројката, се јавува повишен потенцијал на постројката во однос на далечна неутрална земја. Распределбата на повишениот потенцијал во подрачјето внатре во оградата на постројката, кое се нарекува "сектор на постројката", во случај кога се спроведени мерки за изедначување на потенцијалот, се смета за константна. Во подрачјето надвор од оградата на постројката, кое се нарекува во важечкиот стандард [9] "опасен сектор", потенцијалот опаѓа со зголемување на растојанието од постројката и истиот се распределува по површината на земјата во вид на така наречена "напонска инка". Граница на секторот опасен за телекомуникационите инсталации е еквипотенцијалната линија на одредено растојание од постројката, каде вредноста на потенцијалот на тлото во однос на неутрална земја добива вредност помала од 430 V. Секторот на постројката и опасниот сектор заедно се нарекуваат "сектор на висок напон". Подрачјето надвор од секторот на висок напон се нарекува "безопасен сектор" [9].

Електроенергетските постројки претставуваат опасност за телекомуникационите инсталации кои од безопасниот сектор влегуваат во секторот на висок напон. Безбедноста на луѓето и опремата во контакт со телекомуникационите инсталации, како во опасниот сектор, така и на далечни локации, може да биде сериозно загрознена во случај на појава на повишен потенцијал на постројката, поради следните можности:

- изнесување на повишениот потенцијал на постројката на далечни ТК уреди кои не се во рамките на секторот на висок напон,
- внесување на низок потенцијал во секторот на висок напон,
- појава на повишен напон меѓу телекомуникационите проводници, плаштот и арматурата на кабелот и земјата и
- термичко преоптоварување на ТК каблите.

Во трудот [10] е анализиран случајот кога кон електроенергетскиот објект се приклучени повеќе далноводи. Во тој случај на големината и обликот на опасниот сектор значително влијание имаат и извезените потенцијали преку заштитните јажиња и заземјувачите на блиските столбови на далноводите, додека во трудовите [11] и [12] се анализирани случаеви кога извонредно големо влијание врз границата на опасниот сектор има извезениот потенцијал со ЕЕ кабли со неизолирани метални арматури и плаштови. Покажано е дека занемарување на овој ефект доведува до погрешна проценка за големината и обликот на опасниот сектор.

5. ПОСРЕДНО ВЛИЈАНИЕ НА ЕЛЕКТРИЧНО И МАГНЕТНО ПОЛЕ ВРЗ ЛУЃЕТО ПРЕКУ ГАСОВОДНИ ЦЕВОВОДИ

Опасните влијанија од блиските електроенергетски постројки врз металните цевоводи и други постројки на гасоводната мрежа можат да предизвикаат:

- опасност по безбедноста на луѓето во контакт со постројките на гасоводната мрежа,
- оштетување на изолацијата на цевката и на материјалот на самата цевка и
- оштетување или уништување на опремата поврзана со гасоводот, посебно опремата за катодна заштита.

Опасноста за луѓето може да се јави при контакт со металните делови на гасоводните постројки во моментот кога истите се наоѓаат под влијание на електроенергетските постројки. Во такви околности човековото тело може да биде дел на електрично коло во кое се воспоставува струја. Опасноста зависи од големината на струјата и времето на дејството.

Начинот на оштетувањето на изолацијата на цевоводот зависи од видот на изолациониот материјал. Кога е изолацијата послаба, на пример од битумен, истражувањата покажаа појава на пробој и искрење на големи површини за релативно ниски напони (1000 – 1200 V). Ваквиот пробој, од своја страна, го ограничува напонот кој се јавува на гасоводот. Во случај на изолација базирана на полиетилен пробојот се јавува на повисоки напони и резултира со оштетување на ограничени површини.

Изолационите спојници употребени за изолирање на поедини делови на гасоводот можат да бидат оштетени и доколку електричното поле ја надмине границата на пробојот на изолацијата. Истото важи за опремата која е приклучена на гасоводот, посебно за опремата за електрехемиска-катодна заштита.

Во трудот [13] е прикажана методологијата на определување на параметрите на заштита, која е во склад со важечкиот стандард [14] и која овозможува техно-економски оптимален проект на заштитата.

6. РАДИО И ТЕЛЕВИЗИСКИ ПРЕЧКИ

Како радио пречка се класифицира секој ефект врз приемот на саканиот радио сигнал како последица од несакани пречки во радио фреквенцискиот спектар. Телевизиските (ТВ) пречки се специјален случај на радио пречки, во опсегот на фреквенциите кои ги користат телевизиските мрежи.

Надземните водови можат да предизвикаат активни и пасивни пречки, при што активни се поради појави на корона, електрично празнење и варничење, а пасивни поради расејување.

6.1 Појавата на корона на површината на проводниците и опремата

Короната како предизвикувач на радио пречки воглавно се јавува кај водови со напонски нивоа поголеми од 220 kV. Настанатото ЕМ поле е со фреквенции во опсегот од 0.15 до 15 MHz, заради што тоа влијае во радиодифузното фреквенциско подрачје, но не и во ТВ подрачјето. Карактеристично е дека овие пречки се простираат по должината на далноводите. Само во специфични случаи, во неповолни атмосферски услови на силен дожд или снег на проводниците, појавата на корона може да влијае врз ТВ сигналите. Во такви услови забележани се пречки на ТВ сигнали со фреквенции во опсегот од 40 до 60 MHz.

6.2 Електрично празнење и варничење на изолаторите и на лошите контакти

Празнењата и варничењата на изолаторите произведуваат слични пречки како и појавата на корона, но со нешто поширок спектар. Зголемен интензитет на пречки укажува на неисправност, оштетување и онечистување на површината на изолаторите. Кога површината на изолаторите е нечиста, варничењето е посебно изразено при што фреквенцискиот спектар на пречките е повисок отколку кај короната и се движи до над 30 MHz со што влијае врз ТВ сигналите со низок фреквенциски опсег. За вакви високи фреквенции простирањето на пречките воглавно е директно во просторот (не се простираат по должината на водот како кај короната) и заради тоа имаат локален ефект во радиус од неколку стотини метри околу изолаторот.

Слични по карактеристики се пречките поради варничење на лошите контакти, што е пред сè карактеристично за средно- и ниско-напонската опрема. Овие пречки како и пречките заради празнење и варничење на изолаторите можат да се намалат со нивно соодветно добро проектирање, инсталирање и одржување.

7 БУЧАВА

Преоптоварените високонапонски далноводи можат да бидат извор на бучава од две причини: бучава од корона и од ветер.

Бучавата од корона е со основна компонента која е доминантна и лесно препознатлива, затоа што содржи значителна енергија концентрирана во опсегот на средните и високите фреквенции (над 500 Hz) во чујниот опсег, за разлика од другите вообичаени бучави во околината со енергија концентрирана во нискиот опсег на чујни фреквенции.

Друг вид на бучава во околината на далновод, која се појавува само под одредени временски услови, е бучавата предизвикана од струење на воздухот меѓу проводниците, изолаторите и столбовите. Таа зависи од брзината и насоката на ветерот и може да достигне и до 70 dB.

8 ЈОНИ И ОЗОН

При појава на корона околу проводниците на далноводот, како последица на електричното празнење, воздухот се јонизира но мерењата покажале дека концентрацијата на јони и озон на ниво на земјата значително не се менува при појавата на корона.

9 ПРИМЕНА НА ПРЕВЕНТИВНИ МЕРКИ

Иако, за жал, еколошки стандарди за ЕМ полиња сèуште не постојат (иако на нив се работи), неопходно е потребно превентивно да се води сметка за потребата за намалување на еколошките нарушувања. За разлика од стандардите од областа на ЕМК кои се однесуваат на функционирање на електрични уреди и системи, како и стандардите за безбедност, каде постои јасна цел да се обезбеди соодветен ниво на квалитет или граница на безбедност, кај системот на еколошко управување не се бара конечна цел, туку се тежи кон континуално подобрување, бидејќи скоро сите човекови активности доведуваат до нарушување на природните карактеристики на човековата животна средина. Спрема тоа, цел на еколошкото управување, а со тоа и на стандардите, не е моделирање, туку намалување на влијанијата на природните карактеристики на животната средина.

Со цел да се заштити животната околина неопходен е превентивен систематски пристап (наречен *превентивно инжињерство*) како дел од еколошкото управување со ЕЕС. Превентивното инжињерство, како приоритетен дел на ижињерингот на преносниот и дистрибутивниот систем, има за цел поставување, реализација и одржување на мерките на заштита на животната околина од штетните влијанија на преносниот систем, а истовремено и заштита на преносниот и дистрибутивниот систем од околината.

Процесот на проектирањето на системите кои произведуваат, пренесуваат и користат електрична енергија треба се да смета за неодвоив дел на системот на еколошкото управување. Тоа пред сè значи дека во текот на проектирањето, покрај критериумите за надежност и безбедност на функционирање и покрај финансиските ефекти, треба да се вклучи и критериум за што помало менување на природната електромагнетна средина. Грешките (од еколошки аспект) кои се прават при из-

градбата на системите најчесто не можат да се санираат без големи тешкотии и без големи финансиски оптеретувања.

Во врска со тоа, треба да се обрне посебно внимание на изработката на стандардите, кои во непосредна иднина ќе бидат донесени во Европа, и на кои во иднина ќе бидеме обврзани да се прилагодиме.

10 ЗАКЛУЧОК

Во трудот е даден кус преглед на проблемите кои се јавуваат поради електромагнетните влијанија на електроенергетските системи врз околината, од што најзначајно е влијанието на надземните водови. Укажано е на низа опасни влијанија, како што е можното директно опасно влијание врз здравјето на луѓето, како и индиректните опасни влијанија преку инсталациите за телекомуникации и природен гас. Укажано е и на други неопасни, но штетни влијанија кои пред сè предизвикуваат пречки.

Од изнесеното може да се заклучи дека ЕМК се реализира низ истовремено управување со квалитетот на производите и на животната околина. Се покажува дека во период на недовршеност на стандардите со безбедносна функција и кога сеуште не е реализирано нивното усогласување (како на меѓународно, така и на регионално ниво) постои потреба од систематски приод кон еколошкиот аспект на ЕМК. Тоа, пред сè, значи дека проектирањето на системите за производство, пренос и користење на електромагнетната енергија треба да се смета за неодвоив дел на системот на еколошкото управување, при што, покрај критериумите за доверливост во функционирањето и финансиските ефекти, треба да се внесат и критериуми за што помала промена на природната електромагнетна средина.

Посебно се важни стандардите од областа на ЕМК, кои се донесени или во непосредна иднина ќе бидат донесени во Европа, а на кои во иднина ќе бидеме обврзани да се прилагодиме.

ЗАБЕЛЕШКА

Овој труд е резултат на соработка меѓу Студиските Комитети на МАКО СИГРЕ СТК 36 - Електромагнетни влијанија и СТК 37 - Планирање и развој на ЕЕС.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] М. Кацарска, Л. Грчев, "Влијание на магнетното поле во животната и работната околина врз здравјето на луѓето", *Прво советување на МАКО СИГРЕ*, Струга, Септември 1996
- [2] М. Кацарска, Л. Грчев, "Осврт на современите сознанија за влијанието на магнетното и електричното поле врз здравјето на луѓето", *Второ советување на МАКО СИГРЕ*, Струга, Септември 1998
- [3] Л. Ололоска, С. Лошковска, М. Кацарска, Л. Грчев, "Прелиминарни мерења на магнетното поле во животна и работна околина на човекот", *Второ советување на МАКО СИГРЕ*, Струга, Септември 1998

- [4] В. Димчев, Б. Ханџиски, Ц. Гавровски, Ј. Измирлиев, С. Стефановски, Ј. Ѓекиќ, Б. Гајдарџиски, "Мерење на електромагнетните полиња под преносните и дистрибутивните надземни водови", *Второ советување на МАКО СИГРЕ*, Струга, Септември 1998
- [5] Л. Грчев, Б. Спасеновски и М. Богатиновски, "Поточно пресметување на опасно индуктивно влијание на електроенергетски врз телекомуникациони водови", *Прво советување на МАКО СИГРЕ*, Струга, Септември 1996
- [6] МКС Н.ЦО.101, "Заштита на телекомуникациони постројки од влијанието на електроенергетски постројки. Заштита од опасност", 1988
- [7] Б. Спасеновски, Л. Грчев и М. Богатиновски, "Пречки во телекомуникационите водови поради електромагнетно влијание од високонапонски водови", *Прво советување на МАКО СИГРЕ*, Струга, Септември 1996
- [8] МКС Н.ЦО.102, "Заштита на телекомуникациони постројки од влијанието на електроенергетски постројки. Заштита од пречки", 1988
- [9] МКС Н.ЦО.104, "Заштита на телекомуникациони постројки од влијание на електроенергетски постројки. Воведување на телекомуникациони водови во електроенергетски постројки", 1983
- [10] Л. Грчев и В. Филипоски, "Определување на опасно влијание врз телекомуникациони инсталации околу електроенергетски постројки поврзани со повеќе надземни водови", *Прво советување на МАКО СИГРЕ*, Струга, Септември 1996
- [11] Л. Грчев, В. Филипоски, В. Арнаутовски, "Опасно влијание врз телекомуникационите инсталации во зоната на повишен потенцијал околу електроенергетските постројки: Компјутерски модел", *Второ советување на МАКО СИГРЕ*, Струга, Септември 1998
- [12] Л. Грчев, В. Филипоски, В. Арнаутовски, Ц. Гавровски, В. Димчев, Ј. Измирлиев, Ј. Ѓекиќ "Опасно влијание врз телекомуникационите инсталации во зоната на повишен потенцијал околу електроенергетските постројки: Примери на примена", *Второ советување на МАКО СИГРЕ*, Струга, Септември 1998
- [13] Л. Грчев и В. Јанков, "Пресметка на индуцирани напони во подземни метални цевоводи под влијание на струи на куса врска во електроенергетски водови", *Прво советување на МАКО СИГРЕ*, Струга, Септември 1996
- [14] МКС.Н.ЦО.105, "Технички услови на заштита подземни метални цевоводи од влијанија на електроенергетските постројки", 1986

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ
СКОПЈЕ,

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО СИГРЕ

м-р Атанас Илиев, дипл.ел.инж.
Електротехнички факултет - Скопје

ПОВЕЌЕКРИТЕРИУМСКА ОПТИМИЗАЦИЈА НА РАБОТА НА СЛОЖЕН ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМ СО ВКЛУЧУВАЊЕ НА ЕКОНОМСКИОТ И ЕКОЛОШКИОТ КРИТЕРИУМ

СОДРЖИНА

Во трудот е прикажан метод за kratkoro~na optimizacija na pogonot na termoelektranite i hidroelektranite vo slo`en elektroenergetski sistem baziran na pove}kriteriumska funkcija na cel. Funkcijata na cel {to se minimizira e do-biena so davawe te`ina (prednost) na poodelnite vlijatelni faktori: vkupnite tro{oci za gorivo kaj termoelektranite i ekolo{koto zagaduvawe na termoelektra-nite na okolnata sredina. Zemeni se predvid i ograni~uvawa vo odnos na proiz-vodstvoto na elektri~na i maksimalno dozvolenata emisija na {tetni polutanti energija na generatorskite edinici kaj termoelektranite,

Modelot e применет на konkreten elektroenergetski sistem. Analizirano e vlijanieto na usvoenite te`inski faktori vrz optimalnata raspredelba na optova-ruvawe, ekonomskite za{tedi i namaluvaweto na emisijata na {tetnite polutanti.

ABSTRACT

This paper presents a method for a short-term optimisation of complex hydro-thermal electric power system which is based on a multiobjective goal function. The objective function is formulated as the weighted sum of cost of generation and pollution level of thermal power plants.

The model is applied on a concrete example of electric power system. The analysis of dependencies of chosen weighting factors on the economic cost and emission of pollutants are also included.

Клучни зборови: Оптимална raspredelba, pove}kriteriumska optimizacija, елек-трични централи, еколошки критериум, тежински коефициенти;

1. БОБЕД

Tradicionalnata definicija na problemot na optimalna raspredelba na optovaruvawe gi minimizira vkupnite tro{oci za gorivo kaj termoelektri~nite centrali vo tekot na periodot na optimizacija [1], [7]. Me|utoa, dramati~niot porast na zagaduvaweto vo atmosferata, na koe pokraj soobra}ajot i hemiskata industrija, zna~ajno vlijanie imaat i termoenergetskite postrojki, doveduva do redefinirawe na funkcijata na cel. Pri toa, osven ekonomskiot se воведува i t.n. "ekolo{ki" kriterium koj vodi сметка za isfrlenata koli~ina na {tetni gasovi i ~esti~ki vo atmosferata [2], [3], [4], [5], [6]. Tuka, pred s#, se misli na sulfurnite oksidi SO_x , azotnite oksidi NO_x , jaglen dioksidot CO_2 i drugi sitni ~esti~ki. Ovie kriteriumi po pravilo se me|usebno konfliktni, pa zatoa se pojavuva potreba za razvoj na metodi koi na planerot, vrz osnova na postignatiot kompromis }e mu pomognat da izvr{i izbor na najpovolnoto re{enie.

Kako metod za re{avawe na ovoj problem mo`e da se upotrebi pove}ekriteriumskata optimizacija i kompromisnoto programirawe [9]. Karakteristi~no za pove}ekriteriumskata optimizacija e pojavata na pove}e alternativni re{enija. Zatoa i re{avaweto na ovie zada~i se состои vo dve fazi: analiza na rezultatite od optimizacijata i donesuvawe odluka. Generalna prednost na pove}ekriteriumskiot priod e toa {to na planerot mu nudi pogolem broj na informacii vo sporedba so klasi~niot ednokriteriumski pristap (parcijalnite re{enija se samo varijantni re{enija vo pove}ekriteriumskiot priod). Ovie informacii dokolku se pravilno struktuirani i selektirani mo`at da bidat od isklu~itelna va`nost za planerot pri donesuvaweto na kone~nata odluka.

Ovdeka treba da se naglasi i ulogata na lu|eto - eksperti koi }e izvr{at kone~en izbor od ponudenite re{enija. Tie sekako treba da imaat isklu~itelni poznavawa vo oblata na koja se odnesuva optimizacijata, dobra procenka na osetlivosta na modelot vo odnos na vleznite podatoci, kako i mo`nite posledici od prifa}aweto ili otfrlaweto na odredena varijanta.

Razvieniot metod vr{i optimalna raspredelba na optovaruvawe vo slo`en elektroenergetski sistem sostaven od termoelektrani i hidroelektrani. Optimizacijata se vr{i vrz baza na pove}ekriteriumska funkcija na cel koja vo sebe go vku~uva i ekonomskiot i ekolo{kiot kriterium so odnapred utvrdena te`ina. So varijacija na te`inite so koi se vrednuva sekoj kriterium se dobiva mno`estvo na optimalni re{enija. Razvieniot model spa|a vo t.n. sistemi za podr{ka vo odlu~uvaweto (DCC - Decision support System) koj nema pretenzija da dade kone~no re{enie na problemot, tuku da mu pomogne na ~ovekot - ekspert, koj pretstavuva aktiven u~esnik vo procesot na planirawe, vo donesuvaweto na kone~nata odluka.

2. ДЕФИНИРАЊЕ НА ПОВЕЌЕКРИТЕРИУМСКАТА ФУНКЦИЈА НА ЦЕЛ

Функцијата на цел што треба да се минимизира кај повеќекритериумската оптимизација е векторска функција која се состои од две или повеќе скаларни функции.

Во случајот ќе бидат формирани две функции на цел кои во процесот на оптимизација ќе го претставуваат економскиот и еколошкиот критериум.

Prvata funkcija koja treba da se minimizira vrz baza na ekonomskiот kriterium pretstavuva sumata na tro{ocite za gorivo kaj termoelektranite кои se nао|aat vo pogon vo tekot na periodot na optimizacija (T):

$$F_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} K_i(P_{git}) \Delta t_t \quad (1)$$

kade {to e:

$K_i(P_{git})$ - tro{kovna karakteristika na i -тата termoelektrana (pe/h) vo funkcija od nejzinata mo}nost P_{git} ;

Δt_t - vremetrave na vremenskiот interval t vo ~asovi, i

NT - broj na termoelektrani vku~eni vo optimizacionata procedura.

Vtorata funkcija koja treba da se minimizira e vkupnata emitirana koli~ina na polutanti nastanata pri sogoruvawe na gorivoto kaj termoelektranite. Ovaa funkcija direktno zavisi od izleznata mo}nost na termoelektranite. Vo slu~ajov e formirana kompozitna funkcija koja vo sebe go vku~uva vlijaniето na site {tetni polutanti:

$$F_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} E_i(P_{git}) \Delta t_t \quad (2)$$

kade {to:

$E_i(P_{git})$ - karakteristika na emisija na polutantite ($p.u./h$) na i -тата termoelektrana vo funkcija od mo}nosta na termoelektranata P_{git} .

Kompromisnata funkcija na cel F^* {to treba da se minimizira pretstavuva zbir na funkciite F_1 i F_2 :

$$F^* = w_1 F_1 + w_2 F_2 \quad (3)$$

Izborot na te`insките фактори go одредува приоритетот {to timot na експerti i go дава на определена функција. Taka, на пример, при $w_1 \gg w_2$, многу поголем приоритет му се дава на економскиот критериум, додека при $w_1 \ll w_2$ приоритетот е на страна на еколо{киот критериум.

Re{avaweto на овој проблем во себе мора да ги vku~i i ograni~uvawata во обли на равенство i ograni~uvawata во облик на неравенство кои произлегуваат од realniот pogon на електроенергетскиот систем.

Za site vremenski интервали во текот на periodot на optimizacija ($t = 1, T$) мора да биде исполнет uslovot за bilans на активни i реактивни mo}nosti за site собирници од електроенергетскиот систем. Ovie uslovi izrazeni во funkcija od активното optovaruvawe на собирниците на електроенергетскиот систем P_{lit} ($i = 1, NB$), произведената mo}nost на termoelektranite P_{git} ($i = 1, NT$) i hidroelektranite P_{Hit} ($i = 1, NH$), i naponite V_{it} ($i = 1, NB$) i agлите θ_{it} ($i = 1, NB$) на собирниците, за generatorsките собирници се izrazeni преку slednite равенstvata:

$$P_{it}(\mathbf{V}_t, \theta_t) - P_{it} + P_{lit} = 0 \quad \text{за } i = 1, NT; t = 1, T \quad (4)$$

$$P_{it}(\mathbf{V}_t, \theta_t) - P_{H(i-NT)t} + P_{lit} = 0 \quad \text{za } i = NT + 1, NT + NH; t = 1, T \quad (5)$$

dodeka ravenkite za bilans na mo}nosti na ~isto potro{uva~kite sobirnici se:

$$P_{it}(\mathbf{V}_t, \theta_t) + P_{Lit} = 0 \quad \text{za } i = NT + NH + 1, NB; t = 1, T \quad (6)$$

Ravenkite koi go definiraat bilansot na reaktivni mo}nosti na sobirnicite so promenliv napon se:

$$Q_{it}(\mathbf{V}_t, \theta_t) - Q_{git} + Q_{lit} = 0 \quad \text{za } i = MB + 1, NB; t = 1, T \quad (7)$$

Upotrebenite oznaki go imaat sledново zna~ewe:

NH - broj na hidroelektrani vo elektroenergetskiot sistem,

NB - vkupen broj na sobirnici vo elektroenergetskiot sistem,

MB - broj na sobirnici so kontroliran napon,

\mathbf{V}_t - vektor na naponi na sobirnicite vo vremenski interval t ,

θ_t - vektor na agli na sobirnicite vo vremenski interval t ,

$P_{it}(\mathbf{V}_t, \theta_t)$ - injektirani aktivna mo}nost na i -tata sobirnica vo vremenski interval t , i

$Q_{it}(\mathbf{V}_t, \theta_t)$ - injektirana reaktivna mo}nosti na i -tata sobirnica vo vremenski interval t ;

Vo presmetkite treba da se vklui i raspolo`ivata koli~ina na voda za proizvodstvo na elektri~na energija kaj hidroelektranite, a pogonot kaj niv treba da se vodi taka da se potrofi celokupnata raspolo`iva koli~ina na voda vo tekot na optimizacioniot period:

$$\sum_{t=1}^T q_{Hi}(P_{Hit}) \Delta t_t - WV_i = 0 \quad i = 1, 2, \dots, NH \quad (8)$$

kade {to e:

$q_{Hi}(P_{Hit})$ - funkcija na potro{uva~ka na voda kaj i -tata hidroelektrana,

WV_i - raspolo`liva koli~ina na voda vo tekot na periodot na optimizacija, kaj i -tata hidroelektrana.

Ako pretpostavime deka tro{kovnite karakteristiki na termoelektranite se polinomni funkcii od stepen NPT od mo}nosta na termoelektranite, karakteristikite na emisija na polutanti polinomni funkcii od stepen NPE od mo}nostite na termoelektranite, a energetskite karakteristiki na hidroelektranite polinomni funkcii od stepen NPH od mo}nosta na hidroelektranite, soodvetnata kompromisna Lagrange-ova funkcija na cel, ~ija vrednost treba da se minimizira go dobiva sledniot oblik:

$$F^* = w_1 \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} \left(\sum_{s=0}^{NPT} a_s P_{git}^s \right) \Delta t_t + w_2 \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} \left(\sum_{s=0}^{NPE} e_s P_{it}^s \right) \Delta t_t + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} \lambda_{pit} [P_{it}(\mathbf{V}, \theta) - P_{git} + P_{lit}] + \\ + \sum_{t=1}^T \sum_{i=NT+1}^{NT+NH} \lambda_{pit} [P_{it}(\mathbf{V}, \theta) - P_{H(i-NT)t} + P_{lit}] + \sum_{t=1}^T \sum_{i=NT+NH+1}^{NB} \lambda_{pit} [P_{it}(\mathbf{V}, \theta) + P_{lit}] +$$

$$+ \sum_{t=1}^T \sum_{i=MB+1}^{NB} \lambda_{qit} [Q_{it}(V, \theta) - Q_{git} + Q_{lit}] + \sum_{i=1}^{NH} \mu_i \left[\sum_{t=1}^T \left(\sum_{s=0}^{NPH} b_s P_{Hit}^s \right) \Delta t_t - W V_i \right] \quad (9)$$

Ограничувањето во форма на неравенства во однос на максималната и минималната моќност на генераторските единици, се вклучуваат дополнително во функцијата на цел со помош на Kuhn-Tucker-овите услови.

Исто така, во функцијата на цел се вклучени и ограничувања за максимално дозволената граница на емисија на полутанти на i -тата термоелектрана во текот на периодот на оптимизација:

$$E_i = \sum_{t=1}^T E_{it}(P_{it}) \Delta t_t \leq E_{i\max}; \quad i = 1, 2, \dots, NT \quad (10)$$

како и ограничувањето во однос на максималното (\bar{W}_i) и минималното (\underline{W}_i) производството на електрична енергија на термоелектраните:

$$P_{i,\min} T \leq \underline{W}_i \leq \sum_{t=1}^T P_{it} \Delta t_t \leq \bar{W}_i \leq P_{i,\max} T; \quad i = 1, 2, \dots, NT \quad (11)$$

Ограничувањата во форма на неравенство (10) и (11), во функцијата на цел (9) се вклучуваат дополнително со методата на казни (пенални) функции.

Услов за екстрем на Lagrange-овата функција (9) е првите парцијални изводи по соодветните променливи ($P_{git}, i = 1, NT; P_{Hit}, i = 1, NH; V_{it}, i = MB + 1, NB; \theta_{it}, i = 2, NB$), и соодветни Lagrange-ови множител ($\lambda_{pit}, i = 1, NB; \lambda_{qit}, i = MB + 1, NB; \mu_m, m = 1, NH$) бидат еднакви на 0 за секој vremenski interval $t = 1, T$.

Решавањето на добиениот систем нелинеарни равенки се врши со помош на Њутн-Рапсоновата метода со користење на втори парцијални изводи по соодветните променливи и матрична елиминација за решавање на линеаризираниот систем равенки, слично како во [1].

3. НУМЕРИЧКА РЕАЛИЗАЦИЈА И АНАЛИЗА НА ДОБИЕНИТЕ РЕЗУЛТАТИ

Врз база на разработениот метод е изработена компјутерска програма на програмскиот јазик FORTRAN. Програмата е тестирана на конкретен електроенергетски систем составен од 4 термоелектрани, две хидроелектрани, со 25 собирници и 43 јазли. Податоците за троконните карактеристики за гориво и емисиите карактеристики на термоелектраните [2], како и податоците за хидроелектраните се дадени во Табела 1 и во Табела 2 од Прилогот.

Извршена е анализа на влијанието на изборот на тежинските фактори w_1 и w_2 врз вкупните трошоци за гориво, вкупната количина на емитирани полутанти и просечните загуби на моќност во преносната мрежа при оптимална распределба на оптоварување добиено според компромисната функција на цел. Во Табела 1 се прикажани процентуалните зголемувања на вкупните трошоци на гориво, вкупната емисија на полутанти и загубите на активната моќност во однос на минималните во

зависност од изборот на тежинските коефициенти кога не се вклучени ограничувањата во облик на неравенство.

Од резултатите прикажани во Табела 1 се забележува дека со зголемување на економските трошоци за 0,295% во однос на оптималните резултати спрема чисто економскиот критериум, емисијата на полутанти се намалува за 5,34%, додека со зголемување на економските трошоци за 1,35% емисијата на полутанти се намалува за 11,18%. При тоа, загубите во преносната мрежа во однос на референтните се зголемуваат за 0,21% односно, 2,06%. Во овој случај, минималните економски трошоци ($w_1 = 1, w_2 = 0$) изнесуваат $F_{1\min} = 96703,28$ р.е., а емисијата е максимална и изнесува $F_{2\max} = 80070$ р.у.. Минималната емисија на полутанти ($w_1 = 1, w_2 = \infty$) изнесува $F_{2\min} = 69201,21$ р.у., а во тој случај економските трошоци се максимални и изнесуваат $F_{1\max} = 100668$ р.у.

Таб.1 Процентуална варијација на трошоците за гориво, емисијата на полутанти и загубите на активна моќност во зависност од изборот на тежинските фактори (без ограничувања)

w_1	w_2	ΔF_1 (%)	ΔF_2 (%)	ΔP_{zag} (%)
1	0	0.000	0.000	0.000
1	0.01	0.003	-0.743	0.012
1	0.05	0.061	-3.167	0.050
1	0.1	0.295	-5.324	0.205
1	0.5	1.352	-11.181	2.063
1	1	2.167	-12.599	3.650
1	5	3.539	-13.509	6.824
1	10	3.804	-13.557	7.482
1	100	4.069	-13.574	8.178
0	∞	4.100	-13.574	8.275

Истата анализа е извршена и кога ви пресметките се вклучени ограничувањата во облик на неравенство, а добиените резултати се прикажани во Табела 2.

Таб.2 Процентуална варијација на трошоците за гориво, емисијата на полутанти и загубите на активна моќност во зависност од изборот на тежинските фактори (со ограничувања)

w_1	w_2	ΔF_1 (%)	ΔF_2 (%)	ΔP_{zag} (%)
1	0	0.000	0.000	0.000
1	0.01	0.001	-0.215	-0.019
1	0.05	0.027	-1.154	-0.065
1	0.1	0.124	-2.758	0.081
1	0.25	0.566	-6.120	1.770
1	0.5	1.163	-8.224	4.236
1	0.75	1.510	-8.935	4.621
1	1	1.710	-9.225	6.160
1	5	2.325	-9.653	7.353
1	10	2.418	-9.674	7.546
1	100	2.503	-9.677	7.661
1	∞	2.517	-9.679	7.699

Се забележува дека „цената на чинење“ за намалување емисијата на полутанти е условно поголема, во споредба со претходниот случај. Така, на пример, зголемувањето на економските трошоци за 1,51% во однос на оптималните резултати спрема чисто економскиот критериум, доведува до намалување на емисијата на полутанти за 8,94%. Просечните загубите во преносната мрежа се движат во границите 25,97-27,99 MW. Во овој случај, минималните економски трошоци ($w_1 = 1, w_2 = 0$) изнесуваат $F_{1\min} = 96770,16$ р.е., а емисијата е максимална и изнесува $F_{2\max} = 78023,69$ р.и.. Минималната емисија на полутанти ($w_1 = 1, w_2 = \infty$) изнесува $F_{2\min} = 70472$ р.и., а во тој случај економските трошоци се максимални и изнесуваат $F_{1\max} = 99206,18$ р.и.

Вкупното дневно производство на електрична енергија на првата хидроелектрана се движи во границите од 1207,33-1214,09 MWh, а на втората хидроелектрана во границите од 1082,37-1086,96 MWh.

Во понатамошниот дел од трудот е извршена анализа на економската заштеда и намалувањето на емисијата. Така, на пример:

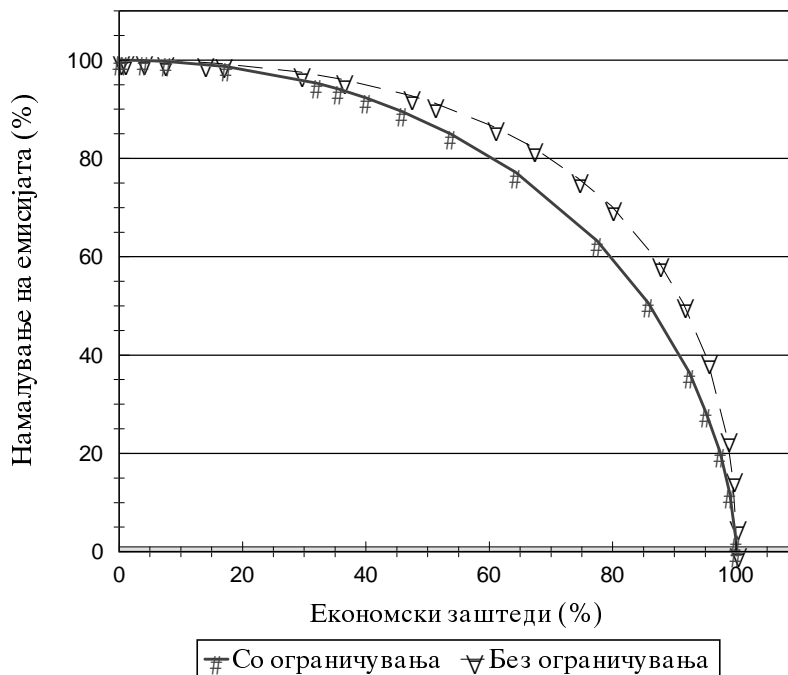
Економска заштеда = Вредност на F_1 кога се минимизира само F_2 -

- вредноста на F_1 кога се минимизираат заедно F_1 и F_2

Намалување на емисија= Вредност на F_2 кога се минимизира само F_1 -

- вредноста на F_2 кога се минимизираат заедно F_1 и F_2

На сл.1 е претставена процентуалната економската заштеда во зависност од процентуалното намалување на емисијата на полутанти.



Сл.1. Зависност на процентуалното намалување на емисијата на полутанти од процентуалните економски заштеди

Максималната економска заштеда од трошоците за гориво кај термоелектраните се дефинирани со равенката (12):

$$\Delta F_{1zasteda} = F_1(w_1 = 1, w_2 = \infty) - F_1(w_1 = 1; w_2 = 0) - F_1(w_1 = 1, w_2 = \infty) \quad (12)$$

додека максималното намалување на нивото на емисија на полутантите се пресметува според равенката:

$$\Delta F_{2nam} = F_2(w_1 = 1, w_2 = 0) - F_2(w_1 = 1, w_2 = \infty) \quad (13)$$

Од сликата јасно се забележува дека намалувањето на трошоците за гориво доведува до зголемување на емисијата на полутанти и обратно, намалувањето на емисијата на полутанти до зголемување на трошоците за гориво при производство на електрична енергија кај термоелектраните. Исто така се забележува дека со приближување на моделот до реалните услови на работа на електроенергетскиот систем, со воведување на ограничувањата во облик на неравенство се зголемува конфликтноста на проблемот.

Бидејќи истовремено не е можна максимална заштеда на гориво и максимално намалување на емисијата на полутанти, на планерот му се остава врз основа на добиените анализи и врз база на други релевантни фактори и системски барања, да изврши избор на прифатливо решение.

4. ЗАКЛУЧОК

Развиен е математички модел и пакет програми кој со методот на повеќекритериумска оптимизација базиран на тежински коефициенти врши краткорочна оптимизација на работа сложен електроенергетски систем составен од термоелектрани и хидроелектрани. Моделот во себе ги вклучува економскиот (трошоци за гориво кај термоелектраните) и еколошкиот критериум (намалување на емисијата на полутанти кај термоелектраните). Добиените резултати ја покажуваат оправданоста на воведувањето на еколошкиот критериум, бидејќи со откажување на околу 10% проценти од заштедите за гориво, се добиваат околу 50% во намалувањето на емисијата на штетните полутанти.

Равниениот модел спаѓа во т.н. системи за поддршка при одлучувањето и има за цел да му понуди на планерот квалитетни податоци, добиени врз сложени анализи, кои ќе му помогнат во конечната одлука.

5. ЛИТЕРАТУРА

1. A. Iliev: Optimalno vodewe na elektrani vo slo`en elektroenergetski sistem so uva`uvawe na naponskite sostojbi na sobirnicite, magisterska rabota, Univerzitet Sv. Kiril i Metodij, Elektrotehni~ki fakultet Skopje, Februari 1993;
2. J.Nanda, Lakshman Hari, M.L.Kothary: Economic emission load dispatch with line constarins using a classical technique, IEE PROCEEDINGS of. Generation, Transmission and Distribution, Vol.141, No.1 January 1994;
3. J.H.Talaq, Ferial, M.E. El-Hawary: Minimum emmisions power flow, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 9, No. 1, February 1994;
4. А.Илиев: Комплексен модел за краткорочно планирање на погонот на електричните центри во сложен електроенергетски систем, Интернационален симпозиум: Енергетски системи во Југоисточна Европа, Охрид, 21-23 Септември 1995

5. C.L.Wadwa, N.K.Jain: Multiple objective optimal load flow: a new perspective, IEE PROCEEDINGS of. Generation, Transmission and Distribution, Vol.137, No.1 January 1990;
6. B. Kralj, V. Obradović, N. Turudija, R. Ivanković: Uvođenje ekoloških kriterijuma u dnevno planiranje rada termoagregata, Elektroprivreda, br.5-6, 1991
7. A.Arsenov, A.Iliev: Optimal Schedule In Complex Powers System, IMACS Symposium, MCTS, Casablanca, 7-13 May 1991;
8. Д.Бертсекас: Условная оптимизация и методы множителей Лагранжа, Радио и связь, Москва 1987
9. S. Opricović: Optimizacija sistema, Građevinski fakultet , Beograd 1992

6. ПРИЛОГ

Tab.1 Koeficienti na troškovnata i emisionata karakteristika na termoelektranite [2]

	a_0	a_1	a_2	e_0	e_1	e_2	P_{\max} (MW)	P_{\min} (MW)
TE 1	105,0	2,45	0,005	122,983	-1.355	0.0176	300,0	160,
TE 2	44,1	3,51	0,005	137,37	-1,249	0.01375	350,0	140,0
TE 3 = TE 4	40,6	3,89	0,005	363,704	0.8051	0.00765	210,0	140,0

Tab.2 Koeficienti na energetska karakteristika i rapolo`liv volumen na voda kaj HE

	b_0	b_1	b_2	$P_{H \max}$	$P_{H \min}$	WV / 3600
HE 1	1.980	0.506	0.000216	160	0	680
HE 2	0.936	0.612	0.000196	100	0	700

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ СКОПЈЕ

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ

Томе Бошевски, Антон Чаушевски
Електротехнички факултет, Скопје

ПОТРЕБИ И МОЖНОСТИ ЗА ВОВЕДУВАЊЕ НА НУКЛЕАРНИ ЦЕНТРАЛИ ВО ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ НА МАКЕДОНИЈА

КРАТКА СОДРЖИНА

Како ЕЕС од централниот регион на Балканот, каде поминуваат преносните системи на другите Балкански земји, во блиска иднина Македонскиот ЕЕС систем треба да се поврзе со Европскиот ЕЕС. Со цел да се задоволи потребата од електрична енергија на почетокот во 21-от век, кога резервите на јаглен ќе бидат исцрпени, Македонија мора да започне со активности за замена на постојните термоцентрали со нуклеарни централи. Во овој труд се зборува за активностите околу развојот на производствените капацитети за електрична енергија во Македонија во почетокот на 21 век.

АБСТРАКТ

The Macedonian Power System (MPS) used to be a part of the former Yugoslav Power System, and it was connected to the European system by 400 kV transmission lines. At the present time, the MPS works isolated from the UCPT, only connected to the Yugoslav and Greek power systems. The connections with the Bulgarian and Albanian power systems are on a lower voltage level. The reliability and stability of the MPS needs to be improved.

Macedonia is located in the central area of the Balkan, where the transmission systems from other Balkan countries are crossing. In the near future, the Macedonian Power System needs to be linked to the European system. To prepare for the energy demand at the beginning of the 21-st century, when the local coal reserves get exhausted, Macedonia needs to start with activities for substitution of the existing coal-fired thermal power plants with nuclear plants. This paper discusses the activities for global development solutions in the area of power generation.

Клучни зборови: Електроенергетски Систем, конзум, хидро, термо, нуклеарна

1. ВОВЕД

По прогласувањето независност во 1991 година, електроенергетскиот систем (ЕЕС) на Македонија формално се одвои од единствениот југословенски ЕЕС. Моментално ЕЕС на Македонија работи во функционална поврзаност со ЕЕС на СР Југославија и Грција со изразита економска самостојност. Во новите услови, стабилноста и доверливоста на функционирањето се заострени и воглавно зависат од сопствените можности.

Во овој труд презентирани се одредени проблеми во врска со настанатите промени и предложени се потребни активности за нивно елиминирање. Истотака анализирани се можностите за долгорочен развој, посебно на производствените капацитети. Постојните производствени капацитети можат да ги задоволат потребите од електрична енергија до крајот на овој век. Со почетокот на 21-то столетие, Македонија ќе мора да започне со

интензивна изградба на нови електрични центри. Докажаните резерви на лигнит ќе бидат истрошени во периодот од 2015 до 2020 година. Земајќи во предвид дека на можните локации ќе бидат изградени хидроцентрали и дека интензивен увоз на фосилни горива е нерационален, нуклеарната опција останува како најреална можност за замена на постојните термоцентрали, како и за покривање на нараснатите потреби од електрична енергија.

2. ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Постојното производство на електрична енергија во Македонија се базира на:

- a) термоцентрали на лигнит со вкупна инсталирана моќност од 800 MWe,
- b) термоцентрали на мазут со вкупна инсталирана моќност од 210 MWe,
- c) хидроцентрали со вкупна инсталирана моќност од 422 MWe.

И покрај тоа што скоро сите хидроцентрали во Македонија се акумулациони, нивниот придонес воглавно зависи од хидролошките прилики кои се непредвидливи. Во Таб. 1 дадени се основните информации за постојните и планираните електрични центри.

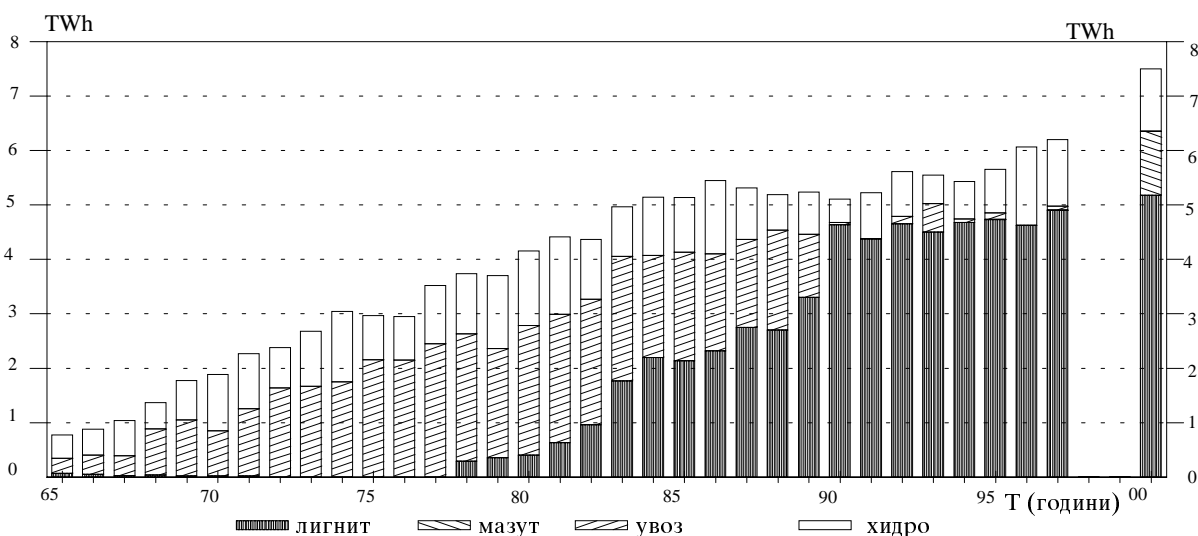
Табела 1. Информации за постојни и планирани електрични центри

Електрични центри	Инсталирана моќност (MW)	Планирано производство (GWh)	Производство во 1997 (GWh)	Реализирано/планирано (%)
Постојни хидроцентрали				
1.Врбен	13,5	39,7	37,1	93,5
2.Вруток	136,4	336,0	378,8	112,7
3.Равен	17,8	43,1	44,3	102,8
4.Глобочица	40,2	185,2	191,6	103,4
5.Шпиље	80,3	265,0	297,6	112,3
6.Тиквеш	92,8	155,0	140,7	90,7
Мали хидро	41,0	126,0	131,9	104,0
Вкупно	422,0	1.150,0	1.222,0	106,3
Планирани хидроцентрали				
1.Козјак	82,0	155,0		
2.Матка II	37,8	62,0		
3.Галиште	196,6	243,0		
5.Велес	94,3	301,0		
7.Градец	56,8	231,0		
6.Бошков Мост	45,0	148,0		
Вкупно	512,50	1.140,0		
Постојни термоцентрали				
Лигнит	800,0	5.200,0	5.028,7	96,7
1.Битола	(3 X 225) 675,0	4.400,0	4.392,9	99,8
2.Осломеј	(1 X 125) 125,0	800,0	635,8	79,5
Мазут	210,0	1.150,0	6,3	0,5
1.Неготино	(1 X 210) 210,0	1.150,0	6,3	0,5
Вкупно	1010,0	6.350,0	5.035,0	79,3
Планирани термоцентрали				
Гас	150,0	1.000,0		
1.Скопје	(1 X 150) 150,0	1.000,0		
Нуклеарни	1200,0	8.000,0		
1.Мариово	(2 X 600) 1.200,0	8.000,0		
Вкупно	1.350,0	9.000,0		

За да се задоволат потребите од електрична енергија до крајот на 20-от век, планирано е да се зголеми инсталираната моќност на одредени постојни електрични центри, и да се заврши изградбата на ХЕЦ Козјак. Со овие активности во значајна мерка ќе се зголеми флексибилноста и расположивоста на изворите во ЕЕС на Македонија.

Во периодот до крајот на овој век, нето производството на електрична енергија во термоцентралите на лигнит може да биде околу 5,2 TWh годишно, додека соодветното производство кај хидроцентралите се очекува помеѓу 0,8 - 1,5 TWh годишно, односно вкупно производство од 6,0 - 6,7 TWh годишно. Термоцентралата на мазут Неготино од ладна резерва ќе премине во топла резерва, а најзиниот вкупен ангажман би бил обратно пропорционален на придонесот од хидроцентралите.

Годишното производство и увоз на електрична енергија во последните 33 години е прикажан на Сл.1. Првите 20 години се карактеризираат со доминантен увоз на електрична енергија, додека во последните 13 години значајно е зголемено сопственото производство. Во наредниот период ќе биде достигнато максималното можно производство на електрична енергија во термоцентралите на лигнит, така што порастот на потребите ќе може да биде покриен единствено со ангажирање на термоцентралата на мазут ТЕЦ Неготино.



Сл. 1 Годишен увоз и производство на електрична енергија (1965-2000)

3. ПРЕНОС

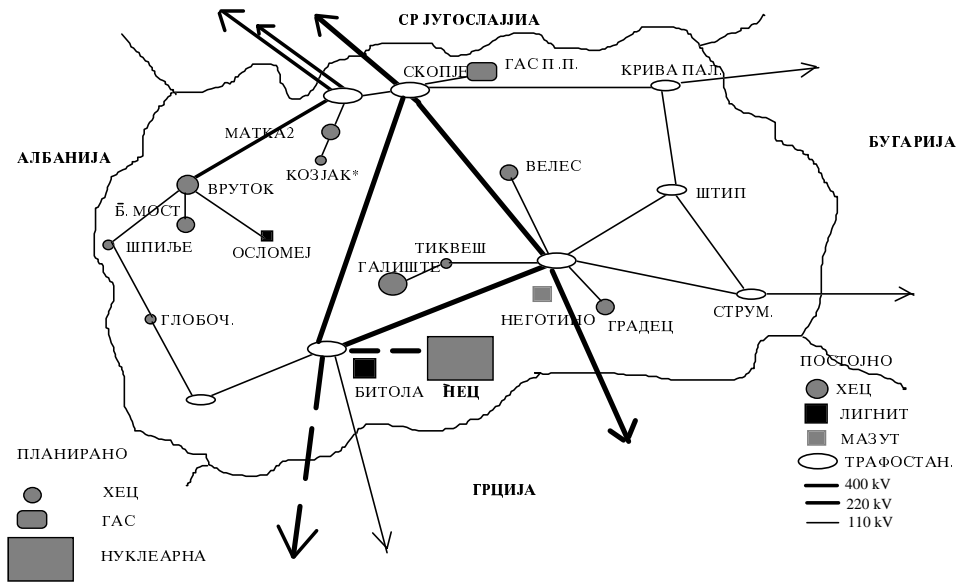
Локациите на постојните и на планираните електрични центри, како и преносната мрежа во Македонија, се прикажани на Сл.2.

Преносната мрежа во правец север-југ се засновува на 400 kV далекувод, кој е составен дел на трансверзалната врска СРЈугославија-Македонија-Грција. Доминантниот извор на електрична енергија, ТЕЦ Битола е поврзана на исто напонско ниво со директна врска со доминантниот потрошувач градот Скопје, како и со трафостаницата Дуброво од магистралниот правец север-југ. Во блиска иднина се очекува изградба на нова 400 kV преносна врска помеѓу трафостаниците Битола и Аминдево во Грција.

Нема директна преносна врска со ЕЕС на Албанија, размената на електрична енергија се реализира преку врските со ЕЕС на СР Југославија. ЕЕС на Македонија е поврзан со ЕЕС на Бугарија преку два локални 110 kV далекуводи, кои немаат значајно влијание врз работењето на двата системи.

Во западниот дел на земјата, каде што се лоцирани скоро сите хидроцентрали и во источниот дел од земјата каде што имаме значајни потрошувачи на електрична енергија, не постои преносна мрежа на 400 kV ниво. Овој факт е исто така неповолен за реализација на

високонпонските врски со соседните системи на Албанија и Бугарија, односно за реализација на интерконективната врска во правецот исток-запад.

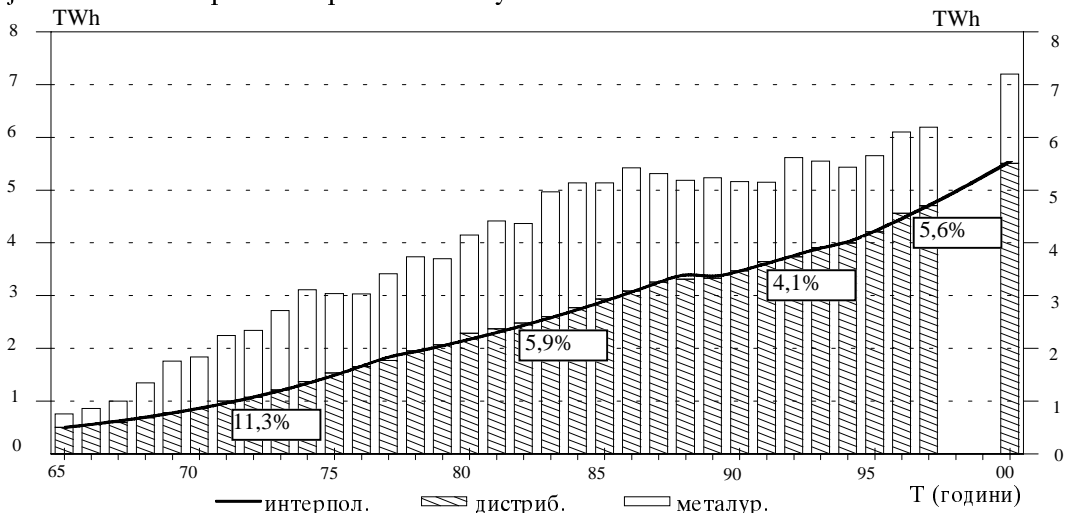


Сл. 2 Шема на ЕЕС на Македонија (електрични центри и преносна мрежа)

4. ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Индустрискиот развој во изминатиот период во Македонија не беше во согласност со развојот на енергетските извори, поради што се јавува кусок од електрична енергија. Учеството на металургијата како потрошувач на електрична енергија во однос на вкупниот конзум во изминатиот период константно опаѓа, и тоа од 39,9% во 1985 година на 23,1% во 1997 година. Овој тренд се очекува да продолжи и во следните неколку години (Сл.3 и Таб.2). Исто така се очекува дека до крајот на овој век индустриските капацитети во Македонија ќе имаат проблеми при снабдувањето со електрична енергија.

Во последните 20 години (1977-1997) дистрибутивната потрошувачка на електрична енергија се зголемуваше со стапка од околу 6% годишно. Од 1989 до 1994 година имаме мали промени како последица од политичките и економските настани. Како што може да се види на Сл.3, од 1994 година порастот на дистрибутивната потрошувачка на електрична енергија се стабилизира повторно на околу 6%.



Сл.3 Годишни појуреби од електрична енергија во Македонија (1965-2000)

Табела 2 Биланс и прогноза за ЕЕС на Македонија

Година	1980	1985	1990	1995	1997	2000
	E(GWh)					
A1. ПРОИЗВОДСТВО (1+3)	1.908,48	3.458,51	5.638,57	6.068,37	6.691,98	8.000,00
1. Термоцентрали	451,43	2.368,38	5.148,31	5.267,44	5.470,00	6.850,00
2. Сопств. потрош. од ТЕЦ	51,48	180,77	419,00	434,00	435,37	500,00
3. Хидроцентрали	1.457,05	1.090,13	490,26	800,93	1.221,98	1.150,00
A2. НЕТО ПРОИЗВОДСТВО (1-2+3)	1.857,00	3.277,74	5.219,57	5.634,37	6.256,61	7.500,00
Б. УВОЗ	2.376,40	1.990,70	40,14	116,34	72,78	0,00
БРУТО МОЖНОСТ (A2+Б)	4.233,40	5.268,44	5.259,71	5.750,70	6.329,39	7.500,00
В. ЕЛЕКТРОСТОПАНСТВО	438,69	542,21	615,45	747,80	945,53	1.228,00
1. Рудници, Трафостаници	14,81	82,18	93,00	105,20	147,72	155,00
2. Загуби	423,87	460,03	534,45	646,60	797,82	1073,00
Г. НЕТО МОЖНОСТ (A2+Б-В)	3.794,71	4.726,23	4.642,26	5.002,91	5.383,86	6.272,00
Д. ИЗВОЗ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Е. КОНЗУМ (1+2+3+4)	3.794,71	4.726,23	4.642,26	5.002,91	5.383,86	6.272,00
1. Домаќинства	1.215,31	1.621,66	1.970,37	2.842,66	3.031,46	3.642,00
2. Индустија	1.016,30	1.246,83	1.266,25	937,34	1.091,83	1.300,00
3. Металургија	1.548,47	1.845,57	1.378,27	1.209,56	1.244,10	1.310,00
4. Транспорт	14,63	12,17	27,36	13,33	16,47	20,00

Продолженото зголемување на дистрибутивната потрошувачка ќе предизвика и додатни проблеми од аспект на флексибилноста на ЕЕС на Македонија. Од друга страна воведувањето на климатизација во работните простории и домовите ќе предизвика зголемување на дневните минимума во летниот период. Ова е битно за одредување на големините на новите единици што треба да бидат градени во ЕЕС на Македонија. Сето ова укажува на потребата за изградба на нови електрични централи уште во првата декада од идниот век.

5. ПРОГНОЗА ЗА ПОТРЕБИТЕ И ПРОИЗВОДСТВОТО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Козјак е единствената хидроцентрали (Табела 1) што се гради и ќе биде во погон до 2000 година. Ако претпоставиме дека во следните две декади на секои 5 години ќе се гради по една хидроцентрали (на потенцијалните локации во Македонија), вкупниот придонес од новите хидроцентрали ќе биде околу 1140 GWh годишно.

Поради политички причини, во изминатите години не беше изграден нафтоводот од Солун до рафинеријата во Скопје, што повлекува дека не е за очекување дека тоа ќе биде сторено во блиска иднина. Ако ги додадеме и цените на мазутот, како и транспортните проблеми, тогаш изградбата на нова термоцентрали на мазут ќе биде нерационално решение. Така, Неготино останува како единствена термоцентрали на мазут која би работела во ЕЕС на Македонија.

Од постојниот капацитет на гасоводот, за производство на електрична енергија можно е користење на околу 40%, односно 320 милиони m^3 годишно, што одговара на 1000 GWh произведена електрична енергија годишно.

Отворањето на новото лежиште на лигнит Осломеј-запад ќе овозможи снабдување со лигнит на термоцентралата за наредните 15 години, кога и експлоатациониот век на опремата во термоцентралата ќе се доближи до 35 години.

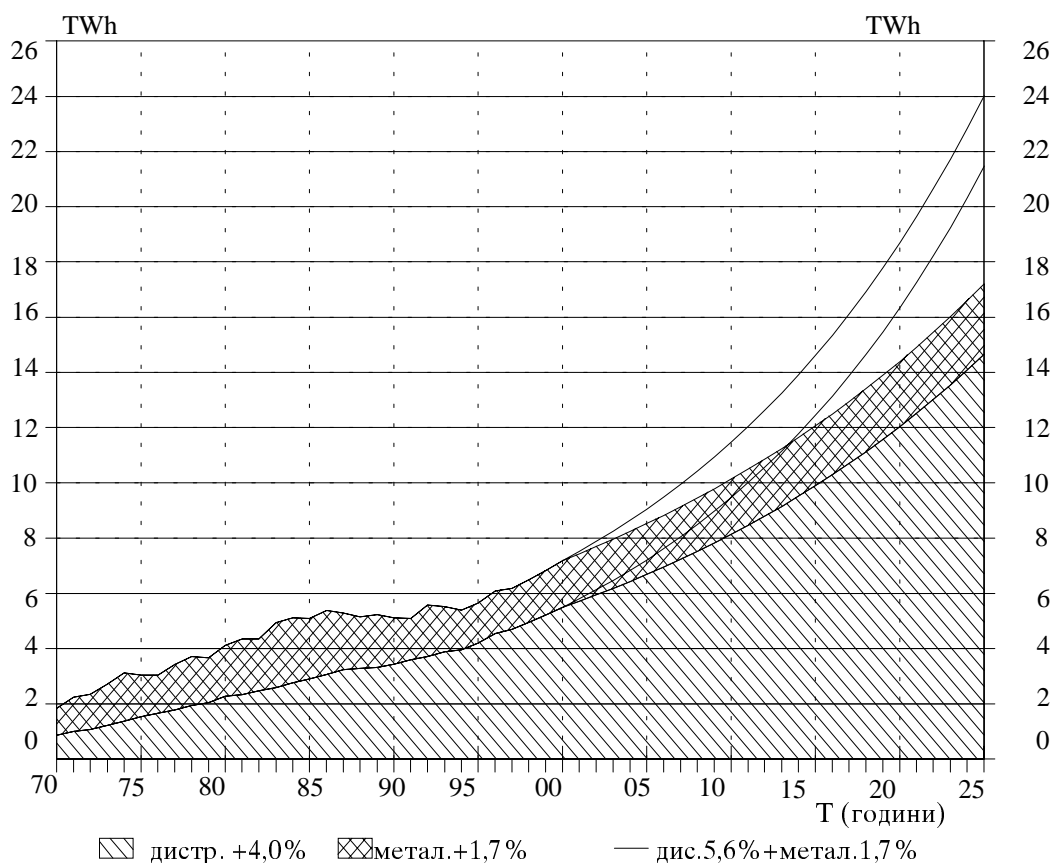
Проценките за резервите на лигнит на постоечкото лежиште Суводол овозможуваат снабдување со гориво до 2015 година. Со отворање на новиот коп “Брод Гнеотино” кој е 16 км од постоечките термоцентрали Битола, можно е да се обезбеди

дополнително количество лигнит за сите три блока до 2020 година. По затворањето на копот Суводол, лежиштето Брод Гнеотино ќе може да обезбеди лигнит за додатни 6 години само за еден блок (225 MW) во ТЕЦ Битола.

Земајќи ги во предвид резервите на јаглен во Македонија, може да се каже дека не постои значајно површинско ново лежиште на лигнит за производство на електрична енергија. Ова повлекува дека не е можно да се гради нова термоцентра на цврсто фосилно гориво. Исто така и увозот на јаглен не е рационална опција бидејќи Македонија нема морско пристаниште.

Од друга страна потребите за електрична енергија континуирано растат, а посебно дистрибутивната потрошувачка со стапка на пораст од околу 6% годишно за периодот од 1977 до 1997 година. Ако претпоставиме дека просечниот годишен пораст ќе биде 3,5% (4% за дистрибуција и 1,7% за индустрија), потребите за електрична енергија до 2020 година ќе се удвостручат (Сл.4).

Овие потреби можат да се задоволат со изградба на нова гасна и нуклеарна електрична централа, како што е покажано на Сл.5. Очигледно е дека и покрај максималното искористување на ТЕЦ Неготино на мазут и новата гасна термоцентрала, неопходен ќе биде значителен увоз на електрична енергија за периодот од 2000 до 2010 година.

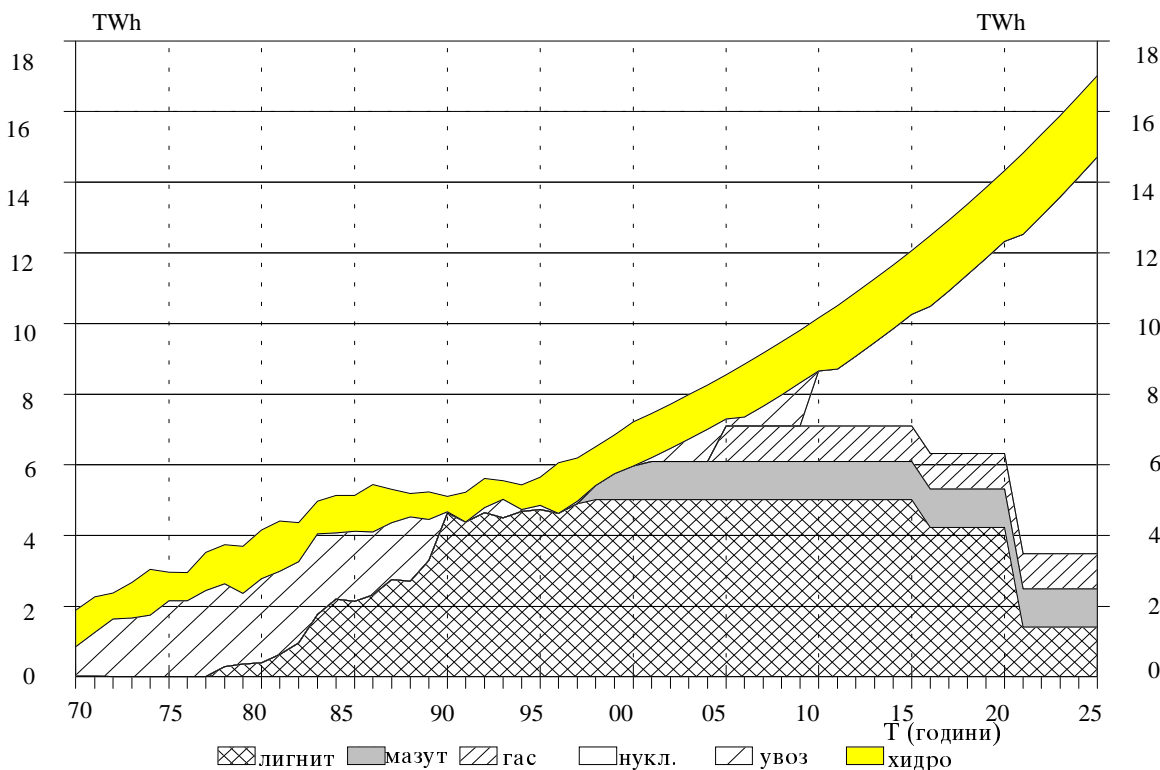


Сл.4 *Прогноза на годишни потреби од електрична енергија до 2025 година*

Ако не се донесе одлука и не се направат претходни подготвителни активности, тогаш ќе се појави значителен дефицит на електрична енергија по 2010 година. По затворање на ТЕЦ Осломеј во 2015 година и затворање на два блока во ТЕЦ Битола во 2020 година, состојбите во ЕЕС на Македонија ќе станат критични.

Сл.5 покажува дека во периодот 2010-2015 ќе постои потреба од воведување на голема електрична централа во ЕЕС на Македонија. Земајќи ги во предвид моментните трендови на производството и потрошувачка на енергенси во светот, како и можноста за

увоз на електрична енергија во Македонија, очигледно е дека е неопходно да се направат почетни подготовки за градба на нуклеарна електрична централа по 2000 година. Во областа Мариово на р. Црна постои погодна локација за изградба на комбиниран хидро-нуклеарен производствен комплекс кој се состои од два нуклеарни блока од по 600MW и пупно-акумулациони хидроцентрали.



Сл.5 Прогноза на годишно производство на електрична енергија до 2025

6. ЗАКЛУЧОК

Земајќи ги во обзир проблемите со транспорт на гориво, цените на фосилните горива, нестабилноста на пазарот на енергенси, Македонија не е во позиција да користи фосилни горива како базен енергенс за производство на електрична енергија. Опцијата за изградба на нафтовод не го решава енергетскиот проблем во Македонија. Исто така приоритет на рафинеријата треба да биде поголемо производство на лесни деривати за да се зголеми нејзината економска ефикасност. Редуцираното производство на мазут ќе создаде можност за користење на гасот за затоплување.

Како последица од отфрлање на можноста за изградба на термоцентрали на мазут, единствени две можности за производство на електрична енергија во Македонија се: користење на лигнитот од домашните резерви, или изградба на нуклеарна централа. Останатите резерви на лигнит се проценуваат за експлоатација од 7,5 милиони тони годишно, што ги задоволуваат денешните потреби во Македонија. Зголемената експлоатација на лигнит, како и изградбата на нова термоцентрала на лигнит, би го скратила времето на експлоатација на постојните резерви. Со денешно темпо на експлоатација, резервите се проценуваат на 20 години. Експлоатациониот век на новите наоѓалишта на лигнит, со значително полоши услови за експлоатација од постојните, се проценува на 20 години со можност за снабдување на еден 225MW блок од ТЕЦ Битола.

Под претпоставка дека во периодот 2010-2015 ќе биде застапена нуклеарната опција, учеството на изворите во производството на електрична енергија би изнесувало: 40% од

ТЕЦ на лигнит, 40% од нуклеарна централа и 20% од хидроцентрали, ТЕЦ на гас и мазут заедно.

Внесувањето на нуклеарната енергетика во Македонија во почетокот на 21-от век ќе резултира со неколку предности: ќе го пролонгира векот на експлоатација на лигнитот и ќе овозможи постепено воведување на нуклеарната технологија во Македонија. Исто така, нуклеарната централа има и неспоредливи предности околу загадувањето на околината во однос на термоцентралите на фосилно гориво што ќе ја внесат Македонија во моментално светските трендови во борбата за зачувување на животната средина.

7. ЛИТЕРАТУРА

1. Bosevski T.; Fustik V.; Status and Development of the Macedonian Power System, - Third International Symposium on The World Energy System, November 1993, Uzhgorod, Ukraine.
2. Bosevski T.; Causevski A.; A Model for Optimization of the Plants Operation in a Complex Power System, - Fourth International Symposium on the World Energy System, October 5-8 1994, Budapest, Hungary.
3. Bosevski T.; Causevski A.; Actual Role of the Hydro Power Plants in the Power System of Macedonia, III International Symposium ZEMAK, September 1995, Ohrid, Macedonia.
4. Bosevski T.; Causevski A.; Activities for Independent Operation of the Macedonian Power System in the New Energy Situation, 19th IAAE International Conference May 27-30, 1996, Budapest, Hungary

Јелена Грашеска Шекеринска
Драган Михајловски
Електростопанство на Македонија, Скопје

РЕЛАТИВНА ЕНЕРГЕТСКО - ЕКОНОМСКА ВРЕДНОСТ НА ХЕЦ КОЗЈАК И ГАСНА ЕЛЕКТРАНА

КРАТКА СОДРЖИНА

Во трудот се споредуваат ефектите од на ХЕЦ Козјак и хипотетична Гасна електрана врз ЕЕС на Македонија. Тие ефекти се и економски валоризирани. Прикажани се и влијанијата на одделни параметри врз релативната енергетско-економска вредност на разгледуваните електрани.

Клучни зборови: ХЕЦ Козјак, Гасна електрана, Еквивалентна термоелектрана, енергетски допринос, нето сегашна вредност, релативна енергетско-економска вредност

SUMMARY

The paper compares the effects of HPP Kozjak and hypothetical Gas PP to the Electric Power System of Macedonia. These effects are valorized. The influence of some parameters to the relative energy – economic value of the studied plants are shown too.

Keywords: HPP Kozjak, Gas Power Plant, Equivalent Thermal Power Plant, Energy Contribution, Net Present Value, Relative Energy-Economic Value

1. ВОВЕД

Интересот и користењето на гасни електрани во светот е во пораст. Причините за тоа се повеќекратни:

- Специфичните инвестиции се пониски во однос на останатите можни типови електрани. Во последните пет години цените за потребната опрема се намалени за 45%,
- Времето на изградба на гасни електрани е пократко во однос на изградбата на останатите видови производни капацитети,
- Поедноставни барања за можните локации и помал обем на претходни работи за идното градилиште,

- Висока енергетска ефикасност од 33% при класичниот термоелектричен циклус и 57% при комбиниран циклус,
- Висока расположивост од 82% при класичниот термоелектричен циклус и 95% при комбиниран циклус,
- Трошоците за управување и одржување се ниски,
- Краткото време на изградба на ваков вид електрани овозможува намалување на потребната резерва во ЕЕС (во САД просечната резерва во последните пет години паднала од 25% на 17%) што создава услови за пониска производна цена на електричната енергија
- Интензивното користење на природниот гас како гориво за производство на електрична енергија значително ќе го намали степенот на загаденост на земјината атмосфера што во последно време се наметнува како императивна цел.

Расположивоста на природниот гас во Македонија означува отворање на нови можности и предизвици за можните корисници. Користењето на гасот за производство на електрична енергија е актуелна студиско истражувачка тема во последните две години и во ЈП Електростопанство на Македонија. Во тек е изработка на Фисибилити студија за изградба на гасна електрана во Скопје за комбиниран циклус за производство на електрична и топлинска енергија.

Во тек на овие две години, се следат светските искуства за користењето на гасот за производство на електрична енергија, се анализираат карактеристиките на изградбата и експлоатацијата на овој вид електрани, се собираат информации за опрема и трошоците за производство.

Во почетокот на 1997 година, се изработи анализа за релативната енергетско економска вредност на ХЕЦ Козјак и на хипотетична гасна електрана која би го произведувала истото количество електрична енергија како ХЕЦ Козјак. Намерата беше, од една страна, да се подготви материјал за евентуалните потенцијални финансиери на ХЕЦ Козјак, а од друга страна да се оценат релевантните фактори за енергетско-економско вреднување на нов вид електрана која со пристигнувањето на гасот во Македонија станува можно решение.

Применетата методологија, влезните параметри, резултатите за енергетските ефекти и валоризацијата на енергетскиот допринос се прикажани во овој реферат.

2. МЕТОДОЛОГИЈА

Применета е Методата за релативна енергетско-економска вредност развиена од "Институтот за електропривреда" – Загреб. Со неа се споредуваат сегашните вредности на трошоците во производниот дел на ЕЕС што се предизвикуваат со вклучувањето на разни алтернативни производни капацитети.

Референтен случај е кога во ЕЕС не е вклучен нов произведен објект, а потребата од дополнителен произведен капацитет се задоволува преку имагинарна дополнителна термоелектрана чија инсталираност и ангажираност зависи од обемот и карактеристиките на конзумот.

Вклучувањето на електраната-кандидат предизвикува намалување на потребната инсталираност и ангажираност на дополнителна термоелектрана, како и различно ангажирање на останатите производни капацитети.

Енергетскиот ефект на електраната-кандидат претставува разлика меѓу состојбите во ЕЕС, кога во ЕЕС е вклучена електраната-кандидат и кога истата не е вклучена

во ЕЕС.

Разликата меѓу инсталираноста на потребната дополнителна термоелектрана во случај кога не е вклучена електраната-кандидат и инсталираноста на потребната дополнителна термоелектрана во случај кога електраната-кандидат е вклучена, претставува инсталираност на еквивалентна термоелектрана која може да ја надомести електраната-кандидат.

Изградбата на електраната-кандидат значи заштеда во изградба на еквивалентна термоелектрана и сите трошоци што произлегуваат од нејзиното ангажирање (погонски фиксни трошоци и трошоци за гориво), како и промена (заштеда или трошок) во останатиот дел на производниот систем предизвикани од вклучувањето на електраната -кандидат во ЕЕС (трошоци за гориво во постојни ТЕЦ, обем на редукции, ротирачка резерва во ЕЕС).

Од друга страна, вклучувањето на електраната-кандидат значи трошок за нејзината изградба како и трошоци за нејзина експлоатација.

Односот на заштедите кои се постигнуваат со вклучувањето на електраната-кандидат и трошоците предизвикани со нејзиното вклучување, претставува енергетско-економска вредност на разгледуваната електрана.

3. РЕЗУЛТАТИ ЗА ЕНЕРГЕТСКИТЕ ЕФЕКТИ

За потребите на оваа анализа направени се електроенергетски биланси за претпоставениот конзум за 2000 година (6579 GWh и 1007 MW) и, за следните комбинации на производниот дел на ЕЕС:

- постојни производни капацитети без изградба на нов произведен капацитет
- постојни производни капацитети и ХЕЦ Козјак
- постојни производни капацитети и гасна електрана

Симулациониот модел за електроенергетските биланси користи обемна база на податоци кои се однесуваат на карактеристиките на потребите, на карактеристиките на постојните производни објекти, на техничките карактеристики на ХЕЦ Козјак што произлегуваат од подготвената проектна документација, како и на претпоставени карактеристики за гасната електрана.

Врз основа на резултатите од сценариото во кое во ЕЕС не е вклучен нов произведен капацитет, за зададениот степен на обезбедување на потребите, е утврдена потреба од дополнителна термоелектрана со инсталираност од 22 MW. Сценариото за овој случај ја вклучува дополнителната термоелектрана со сите карактеристики во однос на техничкиот минимум, доверливоста и времето за потребниот ремонт.

Во сценариото за вклучување на ХЕЦ Козјак во ЕЕС земени се хидролошките податоци за период 1946-1990 година, обврските за испуштање на вода во р.Треска поради другите водостопански и еколошки потреби и карактеристиките на ХЕЦ Козјак. Од билансите се оценува дека во овој случај нема потреба од дополнителна термоелектрана.

Во сценариото со гасна електрана, истата е симулирана како електрана слична на ХЕЦ Козјак т.е. електрана која ќе се користи во време на врвните оптоварувања, со инсталирана моќ од 80 MW со флексибилни карактеристики и со можности за непречено снабдување со гас. Од билансите се оценува дека нема потреба од дополнителна термоелектрана.

Во следната табела се прикажани дел од резултатите на електроенергетските

биланси кои имаат директен одраз врз трошоците на производството:

		Без нова електрана	Со ХЕЦ Козјак	Со Гасна електрана
Производство на ел.-кандидат	(GWh)	-	146,1	146,1
Производство на постојни ХЕЦ	(GWh)	1254,1	1255,3	1255,8
Производство на ТЕЦ на јаглен	(GWh)	4604,0	4564,0	4660,8
Производство на ТЕЦ на мазут	(GWh)	601,6	608,1	514,5
Преливи	(GWh)	9,7	4,3	7,9
Редукции	(GWh)	10,0	9,8	9,7
Ротирачка резерва	(MW)	47,5	100,5	90,9
Инст.моќ на дополн.ТЕЦ	(MW)	22,0	0,0	0,0
Производство на дополн.ТЕЦ	(GWh)	119,0	0,0	0,0

Енергетското влијание (допринос) на секоја електрана-кандидат е прикажано на следната табела:

		ХЕЦ Козјак	Гасна електрана
Зголем. производство на постојни ХЕЦ	(GWh)	1,2	1,7
Зголем. производство на ТЕЦ на јаглен	(GWh)	-40,0	56,8
Зголем. производство на ТЕЦ на мазут	(GWh)	6,5	-87,1
Зголемени преливи	(GWh)	-5,4	-1,8
Зголемени редукции	(GWh)	-0,2	-0,3
Зголемена ротирачка резерва во ЕЕС	(MW)	49,7	43,4
Замена на еквивалентна електрана	(MW)	22,0	22,0
Замена на произв. од еквивалентна ТЕЦ	(GWh)	119,0	119,0

Енергетскиот ефект на ХЕЦ Козјак врз ЕЕС е следен:

- надоместува еквивалентна термоелектрана од 22 MW која би произведувала 119 GWh
- просечното годишно производство на ХЕЦ Козјак изнесува 146,1 GWh,
- овозможува зголемување на производството на постојните хидроелектрани за 1,2 GWh,
- предизвикува намалување на производството на ТЕЦ на јаглен за 40 GWh,
- предизвикува зголемување на производството на ТЕЦ Неготино за 6,5 GWh,
- предизвикува намалување на редукциите во ЕЕС за 0,2 GWh,
- ја зголемува ротирачката резерва во ЕЕС за 49,7 MW.

Енергетските ефекти на гасната електрана врз ЕЕС се следни:

- надоместува еквивалентна термоелектрана од 22 MW која би произведувала 119 GWh
- просечното годишно производство на претпоставената Гасна електрана изнесува 146,1 GWh,
- овозможува зголемување на производството на постојните хидроелектрани за 1,7

GWh,

- предизвикува зголемување на производството на ТЕЦ на јаглен за 56,8 GWh,
- предизвикува намалување на производството на ТЕЦ Неготино за 87,1 GWh,
- предизвикува намалување на редуциите во ЕЕС за 0,3 GWh,
- ја зголемува ротирачката резерва во ЕЕС за 43,4 MW.

4. ВЛЕЗНИ ПАРАМЕТРИ ЗА ЕКОНОМСКА ВАЛОРИЗАЦИЈА НА ЕНЕРГЕТСКИТЕ ЕФЕКТИ

За валоризација на енергетските ефекти врз трошоците на производството, користени се следните параметри и цени:

3.1. За дополнителна термоелектрана

- | | |
|------------------------------------------|-------------|
| • Специфични инвестиции | 1000 \$/kW |
| • Интеркаларна камата | 10 % |
| • Фиксни годишни трошоци | 38 \$/kW |
| • Цена на јагленот во еквивалентната ТЕЦ | 0,02 \$/kWh |

3.2. За ХЕЦ Козјак

- | | |
|------------------------------------|----------------|
| • Потребни инвестиции(преостанати) | 105.100.000 \$ |
| • Интеркаларна камата | 10 % |
| • Фиксни годишни трошоци | 1.310.000 \$ |

3.3. За Гасна електрана

- | | |
|--------------------------------------------------------|--------------|
| • Специфични инвестиции | 500 \$/kW |
| • Интеркаларна камата | 10 % |
| • Фиксни годишни трошоци
(дел од трошоци за гориво) | 20 % |
| • Цена на гас
(добиеана од ЕБРД) | 0,044 \$/kWh |

3.4. За останатите трошоци во ЕЕС

- | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| • Цена на јагленот во постојните ТЕЦ | 0,015 \$/kWh |
| • Цена на мазутот | 0,038 \$/kWh |
| • Цена на редуцираната ел.енергија
(5 пати поголема од просечната продажна цена) | 0,2 \$/kWh |

Цената на гасот во Македонија не е дефинирана. Заради тоа, користен е податок добиен од Европската Банка за обновa и развој (ЕБРД) чии експерти препорачуваат изработка на вакви анализи во функција на испитување на разни развојни можности. Во меѓувреме, запознавајќи се со искуствата во светот, се оцени дека оваа цена е

прилично висока. Во земјите во кои гасот е во широка употреба, цената на гасот се движи во граници од 2\$/GJ (руски гас во Франција), до 2,59 \$/GJ. (Интернет). Во економскиот дел на Студијата за развој на Вардарска долина, изработувачот на студијата, Електростопанството на Франција има усвоена цена за гас (во Македонија) од 3,14 \$/GJ ставајќи ја во корелација со цената на тешкиот мазут.

Трошоците за гориво во гасна електрана зависат од една страна од пазарната цена на гасот, а од друга страна и од процесот на користењето на гасот за производство на електрична енергија (конвенционална термоелектрана, комбиниран циклус или когенеративна постројка). Во ЕДФ, цената за горивото во гасните електрани се движи од 1,2 c/kWh до 2,3 c/kWh зависно од експлоатацијата на електраната.

5. ЕКОНОМСКА ВАЛОРИЗАЦИЈА НА ЕНЕРГЕТСКИТЕ ЕФЕКТИ

Енергетските ефекти во текот на 20-годишна експлоатација се валоризирани и актуелизирани со стапка на актуелизација од 10 %. Сегашните вредности на елементите на соодветниот допринос на електраната-кандидат и на елементите на трошоците врзани за соодветната електрана се прикажани во наредната табела:

	(000 \$)	
	ХЕЦ Козјак	ГЕЦ
НСВ НА ЗАШТЕДИТЕ НА ЕЛЕКТРАНАТА-КАНДИДАТ	48.594	63.516
НСВ на заштеди во инвестиции за дополнителната ТЕЦ	23.172	23.172
- за инвестиции во дополнителната ТЕЦ	20.436	20.436
- за интеркаларна камата	3.277	3.276
- преостаната вредност на дополнителната ТЕЦ	541	541
НСВ на заштеди во експлоатационите трошоци за дополн. ТЕЦ	22.628	22.628
- за фиксни погонски трошоци	5.882	5.882
- за трошоци за гориво	16.746	16.746
НСВ на заштеди во ЕЕС	2.794	17.716
- за јаглен во постојните ТЕЦ	4.222	-5.995
- за мазут во ТЕЦ Неготино	-1.745	23.289
- за редукции	317	422
	ХЕЦ Козјак	ГЕЦ
НСВ НА ТРОШОЦИТЕ ЗА ЕЛЕКТРАНАТА-КАНДИДАТ	120.199	77.937
НСВ на инвестициони трошоци за електраната-кандидат	110.982	33.728
-за инвестиции за електраната-кандидат	98.619	33.058
-за интеркаларна камата	16.690	1.653
-преостаната вредност на електраната-кандидат	4.327	983
НСВ на експлоат. Трошоци за електраната-кандидат	9.217	44.209
-за фиксни погонски трошоци	9.217	7.368
-за трошоци за гориво	0	36.841
РЕАЛАТИВНА ЕНЕРГЕТСКО-ЕКОНОМСКА ВРЕДНОСТ	0,40	0,81

Релативната енергетско-економска вредност претставува однос на НСВ на заштедите предизвикани од вклучувањето на електраната-кандидат и на НСВ на трошоците што произлегуваат од вклучувањето на електраната-кандидат во ЕЕС. Вредност на овој параметар поголема од 1 означува дека заштедите од соодветната електрана-кандидат се поголеми од издатоците за електраната кандидат. Спротивно,

вредност на овој параметар помала од 1 означува дека заштедите се помалку вредни од издатоците за електраната-кандидат.

Доприносот “зголемена ротирачка резерва“ не е економски валоризиран бидејќи истиот не е валоризиран во изворната методологија. Тоа е значаен параметар за условите на работа на ЕЕС. Потребно е во понатамошната пракса да се вгради и овој параметар.

Во рамки на оваа анализа, испитувани се влијанијата врз износот на релативната енергетско-економска вредност на дел од влезните параметри. Добиени се следните резултати:

	ХЕЦ Козјак	ГЕЦ
Конзум од 7145 GWh и 1094 MW	0,44	0,79
Намалени инвестиции за 40%	0,66	-
Стапка на актуелизација 8%	0,44	0,82
Стапка на актуелизација 6%	0,49	0,82
Специфични инвестиции на доп. ТЕЦ=1300 \$/kW	0,48	0,93
Специфични инвестиции на доп. ТЕЦ=1500 \$/kW	0,52	1,00
Цена на гасот за 25% пониска (0,033\$/kWh)	-	0,95

6. ЗАКЛУЧОК

ХЕЦ Козјак како повеќенаменски објект има неспорни позитивни влијанија врз заштитата на г.Скопје, водоснабдувањето, наводнувањето и заштитата на околината. Како електроенергетски објект, ХЕЦ Козјак е значаен проект поради неговите енергетски ефекти во ЕЕС. Доколку во инвестирањето би учествувале и другите корисници, ХЕЦ Козјак би бил економски оправдан и од енергетски аспект.

Гасна електрана може да претставува атрактивно економско решение со оглед на можностите за енергетски поефикасно искористување на гасот при комбиниран циклус или во когенеративна постројка. Најзначаен фактор за економската атрактивност на гасната електрана ќе биде цената на гасот.

КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА

1. Метода за одредување на оптимален редослед за изградба на електраните во електро-енергетскиот систем
ИНСТИТУТ ЗА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДУ - ЗАГРЕБ, 1979
2. Вреднување на електроенергетските објекти во СР Македонија
ИНСТИТУТ ЗА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДУ - ЗАГРЕБ, 1988

**МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ
СИСТЕМИ–СИГРЕ, СКОПЈЕ**
ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО–СИГРЕ

Д–р Властимир Гламочанин, ЕТФ
М–р Драган Андонов, ЕТФ
Трајче Черепналковски, ЕСМ
Трпчевска Јелица, ЕСМ
Зоран Делев, ЕСМ
Елизабета Бадаровска, ЕСМ

**ГИС – СТАНДАРД НА СОВРЕМЕНИТЕ
ДИСТРИБУТИВНИ СИСТЕМИ**

КРАТКА СОДРЖИНА

ГИС претставува информациски систем со географска димензија како важна и корисна карактеристика на енергетскиот систем, но исто така со електрична тополошка димензија, кои ги овозможуваат и прикажуваат информациите за обликот и локацијата на секој елемент на мрежата. Базата на податоци вклучува отворена територијална база и збир на не–графички информации, какви што се поврзаноста и спецификациите на одделните елементи. На секој индивидуален графички објект во мапата можат да се доделат разни атрибути, вклучувајќи го изборот на бои, бројни стилови на линии, и илјадници нивоа, познати како податочни нивоа. Наместо да се исцрпиме во создавање на огромна база, ние стартувавме со добро документирани, разјаснети податочни подлоги кои ги задоволуваат моментните потреби и кои овозможуваат идни усовршувања. ГИС овозможува добра основа за развивање на нови апликации за дистрибутивната мрежа како ефикасен начин за стекнување повеќе информации одколку што е едноставната порака каде се лоцирани елементите на дистрибутивниот систем.

SUMMARY

GIS is an information system with a geographical dimension as an important and useful characteristic of the power system, but also with an electrical topology dimension, which allows to manage and present information about the shape and location of each network object. The database level includes an open spatial database and a set of non–graphic information, such as connectivity rules and specifications about individual facilities. Individual graphic objects in the map can be assigned various attributes, including a choice of colours, numerous line styles, and thousands layers known as data level. Rather than exhaust in huge data, we started reasonably with a well–documented, well–understood data foundation that meets today's needs and provides a path for future enhancements. GIS offers a good basis for developing new applications for

distribution network management as an efficient way of managing more information than just the documentation of where the components of the distribution system are located.

Клучни зборови: дистрибутивни системи, бази на податоци, ГИС, автоматизација

1. ВОВЕД

Електростопанските организации во светот се во фаза на реорганизација позната како дерегулација, која треба да доведе до смалување на трошоците, подобрување на квалитетот на испорачаната енергија, и да овозможи "оптимално" снабдување на потрошувачите. Целта на дерегулацијата е да се отвори пазарот на енергија и да се овозможи пристап до ко-генеративните извори, независните производители на ел. енергија, отворен пристап кон други електроенергетски системи (ЕЕС) преку поврзаниот преносниот систем, купување на енергија од одалечни извори итн. Во такви услови електростопанските организации мораат да ги контролираат и да ги смалуваат трошоците на своето работење за да бидат конкуритивни со новите и алтернативни извори на електрична енергија дистрибуирани на целата територија на потрошувачите[1].

Како одговор на овие предизвици се наметнува реорганизацијата, односно прилагодување на оперативното и деловното работење на електростопанските организации вклучени во процесот на дерегулација. Светските искуства покажуваат дека како еден од потребните предуслови за прифаќање и остварување на дерегулацијата е примената на современите технолошки решенија во оперативното работење на ЕЕС, а во тие рамки и воведување на ГИС технологијата во контролата и управувањето на ЕЕС.

2. АНАЛИЗА НА ТУЃИТЕ ИСКУСТВА

Пред да се пристапи кон дефинирање на основите на проектот направивме детален преглед на голем број ГИС проекти, извештаи (UNIPED), прегледи, (INTERNET); посетивме електростопански организации со веќе изведени решенија (Јапонија, Англија, Југославија), направивме листа на недостатоци и предности на одделните решенија, се информиравме за туѓите искуства, дилеми и фази во развојот на нивните проекти.

Иако ГИС претставува технологија од понов датум (интензивна примена започнува од крајот на осумдесетите години) постојат низа советувања, извештаи и прегледи од кои се заклучува дека секој и малку поразвиен ЕЕС се потпира на ГИС системите. Во оваа поле повеќегодишно искуство имаат ЕЕС на САД, Европа, Јапонија, Тајван, Кореа итн. Како илустрација нека послужат податоците за имплементација на ГИС во следниве ЕЕС:

- Illinois Power Company, USA; проектот започнал 1990; применет како поддршка на постоечкиот пакет за елиминација на дефекти
- Portland General Electric (Portland, Oregon, USA); пристап на корисниците кон CAD шеми и мапи на ТС, заради смалување на трошоците за креирање, ажурирање и дистрибуирање (печатење) на одделните мапи

- Puget Power, USA; 1986–1993 автоматизирано мапирање; 1993: работни налози, планирање на системот, дефекти и нивна елиминација; 1994: анализа на дистрибутивниот систем, лоцирање на дефекти на опремата, распоред на технички прегледи
- NRECA Pierce–Perin Project, USA; пилот проект на радијален извод 200 потрошувачи во прва фаза, а потоа 5200 нови потрошувачи
- Boston Edison Co.; 650.000 потрошувачи; во почетна фаза 100.000 потрошувачи; [2]
- Madison Gas and Electric Company, USA; започнат 1987, завршил 1993; 110.000 потрошувачи
- Snohomish County District, WA., USA; (1991–1994); 225.000 потрошувачи; \$3.5 милиони предвидени за првата фаза на проектот; целта на проектот самлување на напоните во програмата за заштеда на ел. енергија
- Georgia Power Com. , USA; (1991–1994); 365.367 потрошувачи
- PacifiCorp, Salt Lake City, Utah, USA; 1,3 милиони потрошувачи
- Southern California Edison, CA, USA; 4,2 милиони потрошувачи
- Европа 78 компании од различни земји [3] (состојба 1996). Главни заклучоци од спроведената анкета: сите компании се во фаза на имплементација, подобрен опис на дистрибутивниот систем заради донесување на оптимални одлуки, интеграција со стандардниот информациона систем, подобро и побрзо делување за задоволување на потрошувачите, 23% од анкетираниите се неуспешни во примената на ГИС.

Денес во светот постојат десетици илјади ГИС апликации во сите видови на дејности, со годишен пораст од 30% [4]. Зголемен интерес за ГИС технологијата се јавува и во нашата земја—во тек се проекти во ПТТ, Топлификација, Гасификација итн.

3. МАПИ–ОСНОВА НА ГИС

Анализата на постоечкото работење на дистрибутивните организации покажа дека дневно вообичаено се продуцираа голем број копии, еднополни шеми, мапи и сл. за потребите на одделните сектори, работни групи, работни задачи. На пример во Електродистрибуција Скопје месечно се продуцираат приближно: 20 листови транспарент или паус А1 формат, 100 копии озолит со формат А0,А3 или А4, 3000 копии текст/цртежи од копир апарат со формат А3 или А4. Во трошоците за оваа продукција не треба да се ограничимо само на потрошениот материјал, туку и трошоците на ангажираните лица, потребното време, како и трудот околу ажурирањето на овие копии со "новата" состојба, зависно од датумот на производство на подлогите, односно оригиналните документи. Потреба за генерирање на големиот број копии отпаѓа во услови на постоење на ГИС околина, кога на одделните локации (РС платформа) во поврзана компјутерска мрежа стојат на располагање точни, ажурирани податоци, текстуални забелешки и слики за сите крајни корисници.

Тука нека биде истакнат проблемот на точноста на мапите на еден град кој се наоѓа во постојано менување. Имено, застарените мапи (зависно од годината на нивното создавање) содржат објекти, згради и улици кои во денешно време и не постојат. Замислете што ќе се случи со постоечките мапи со внесени објекти на

дистрибутивниот систем кога ќе се продуцираат градските мапи со најнова состојба на објектите во градот. Во денешно време постапката за креирање мапи на градот се забрзува преку примената на авионско снимање, сателитски снимки. Како илустрација за обемот на работите нека биде истакнат податокот дека градот Скопје е снимен на приближно околу 400 мапи (A0 формат, со размер 1:1000). Како додатен аргумент за обемот на работата нека се споменат основните податоци за дистрибутивната мрежа на Скопје: високонапонски (ВН) водови 35 kV: 29(кабли)+92(надземни) и 110 kV: 64km; среднонапонски (СН) водови 10(6) kV: 625 (кабли)+570 (надземни) km, нисконапонски (НН) водови 836 (кабли)+1146 (надземни) km; јавно осветлување 425 (кабли)+31 (надземни) km; итн.



Сл.1 ГИС околина

Продукцијата на мапите беше од посебен значај за реализацијата на одделните фази на проектот [5]. Конкретната реализација на проектот, односно создавањето на одделните софтверски решенија, практично започна од моментот кога се нацртаа првите водови на СН мрежа на демо подрачјето на Скопје. Туѓите искуства покажаа дека цртањето на трасите на водовите може да се направи со одредена грешка, која е прифатлива со оглед на дводимензионалниот приказ на дистрибутивната мрежа. Во таквите услови, тополошките алатки (како на пр. одредување вкупни должини на изводи, сумарни должини на водови со еден ист пресек и сл.) би се потпилале на базата на податоци за должината на одделните секции. Меѓутоа, одлуката за зголемена прецизност во нанесувањето на дистрибутивната мрежа беше донесена од крајниот корисник на тие мапи. Имено, се заклучи дека е поефикасно веднаш да се оди со прецизно цртање на трасите уште во почетокот, одколку да се врши подоцнешна корекција, што би предизвикало

додатно оптоварување и вршење на една иста работа. На таков начин уште од самиот почеток се започна со прецизно цртање на водовите, се разбира според податоците кои стоеја на располагање: според котите, оддалеченоста од соседните објекти, со прецизност која ја овозможуваше размерот на мапите (1:1000).

3.1 Продукција на мапите

Секогаш кога се оди во почетната фаза на имплементација на ГИС технологијата се сретнува проблемот на избор на мапите. Во колку се избере варијантата со скенирани или тн."растерски" мапи (како што беше случајот со демо зоната на Скопје) тогаш свесно се ограничуваат можностите на применитиот ГИС. Најчесто ова се случува во градови каде не постои организирана, технолошки опремена институција која ќе изготвува високо квалитетни и прецизно векторизирани мапи (сознанија стекнатаи при посетата на Токио, Сапоро итн.). Во системот на поврзана и ориентирана мапа на целиот град се поставува проблемот на векторизација и поврзувањето на одделните објекти (згради, улици и др.) со базата на податоци (броеви, катастарски податоци за улици, згради и други објекти). Од интерес на дистрибутивните организации претставува оснивање на институција која би била меродавна во креирање на такви мапи и во чие финансирање би учествувале сите комунални организации, кои својата дејност ја базираат на ГИС технологијата, со сите можности за меѓусебна размена на податоци.

Во првата фаза на проектот се одлучивме да го анализираме централното градско подрачје кое се состои од 20 карти во размер 1:1000. Првиот чекор беше сканирање на подлогите (односно мапите). Тоа се *.tif слики кои се викаат уште и растери. Основна одлика на растерите е дека така добиената слика се состои од правоаголници, квадрати, линии, точки и др. Следниот чекор во процедурата е дигитализација на географските објекти. Дел од софтверот кој овозможува директна дигитализација на картите е софтверскиот пакет RX IMAGE. Фазата на подготовка на географските подлоги е можеби најмалку креативна работа, но поради прецизноста на изработка е најдолготрајна.

Со ГИС софтверот одделните мапи (на. пр. А0 за размер 1:1000) се ориентираат во глобалниот координатен систем, па според тоа и се врши врзувањето на одделните мапи во заедничка мапа за целата територија на градот. Значи крајниот продукт е ново формиран запис (слика), во кој се ориентирани и меѓусебно се поврзани одделните А0 мапи. На таков начин се елиминира фрустрацијата на корисниците на мапите, при вршење увид во конфигурацијата на мрежата, бидејќи повеќе нема потреба од пребарување по пат на поврзување на ивиците на одделните мапи (размер 1:1000) за да се трасира еден извод на поголемо подрачје на градот со сите ТС кои се напојуваат од него.

Откако ја завршивме обработката на картите, го формиравме првото тематско ниво, кое го нарековме PLAN-1000 (името на тематското ниво или layer е произволно, најчесто според тематската содржина). Понатаму, одделните просторни објекти кои треба да се прикажат на картата логички се организираат во одделни тематски нивоа.

Второто тематско ниво кое ни е потребно е нивото на дистрибутивната 10kV мрежа, кое го нарековме VODOVI. Наједноставен пристап би бил преку координатите на водовите во мрежата, но во недостаток на таа информација мрежата е цртана со оглед на котите спрема објектите, улиците и зградите на географските подлоги. Софтверот овозможува да се црта со боја по избор, да се

применат рутини во цртањето како кружни лакови, заоблувања, односно овозможено што поверодостојно прикажување на водот онака како што е поставен во реалноста.

Третото тематско ниво од особено значење е тематско ниво TRAFOSTANICI. Кај тематското ниво TRAFOSTANICI се користевме со софтверската алатка за внесување на исти форми во вид на блокови. Блоките ги формираме во еден посебен запис како готови слики и како такви ги повикувавме во цртежот каде што се наоѓаше географската локација на трансформаторската станица. Причината за користење на блокот е јасна. Ако во едно подрачје на картата имаме голем број трансформаторски станици 10/0,4 kV/kV (во нашиов случај на демо зоната околу 80), тогаш поедноставно е само да се вметнува веќе готов симбол на соодветната локација. Истото се однесува и за симболот за раставувач како составен дел од приказот на трансформаторската станица 10/0,4 kV/kV.

За секој објект во одделните тематските нивоа се придружени описни податоци наречени (атрибути). За нашиот случај тематското ниво водови и трансформаторски станици имаат свои описни атрибути. Тие атрибути се организирани во надворешна база на податоци, во случајов на Скопје, во база организирана во ACCESS, односно ORACLE работна околина. Флексибилноста на софтверот е и поврзувањето со надворешната база на податоци, односно интеграција на постоечките бази во ГИС работната околина. Комуникацијата со базата се изведува преку клучните зборови за објектите, со тоа што претходно е потребно да се изврши поврзување на AutoDesk Map со надворешната база, според одредена процедура. На пример, нека е потребно да поврзе објектот од тематското ниво TRAFOSTANICA со број 3 (претходно во базата се означува бројот на трафостаниците како клучен збор). Таа трафостаница ќе биде поврзана со редот во надворешната база каде се наоѓа трафостаница со број 3. Истото поврзување ќе се изврши и за водовите, во овој случај поврзувањето може да се извршува преку клучен збор (VOD OD..... DO).

3.2 Употреба на мапите

Најголемиот адут на ГИС технологијата претставува еволуцијата од "мртви" мапи кон "интелигентни, односно живи" мапи, кои преку ГИС софтверот се врзуваат за моменталните податоци во реално време. На таков начин се избегнува фрустрацијата на корисниците кои имаат мапи стари неколку месеци или години, иако знаат дека "негде" постои ажурирана "најнова" состојба на дистрибутивниот систем. При тоа, треба да се развие механизам на континуирано ажурирање на состојбите во дистрибутивниот систем со оглед на секојдневните интервенции, исклучувања, отчитувања, реконструкции, изградба. Тука треба да се истакнат светските искуства, кои покажуваат дека е корисно по пат на инспекција на теренот, посебно по извршени интервенции да се врши "дневно" континуирано ажурирање и зголемена прецизност во податоците и во прикажувањето на елементите на дистрибутивниот систем. Ажурирањето треба да се врши во една база, на едно место, со можности на пристап на сите корисници до таа "моментална" состојба.

Можностите на ГИС софтверот едноставно можат да се опишат преку пристапот и прикажувањето на податоците. Пребарувањето на податоците може да биде направено со примена на "податочни нивоа", со соодветна боја за секое ниво. При тоа, зависно од потребите, секое од овие нивоа може да се прикаже одделно, или во било која комбинација со другите нивоа. Тоа е овозможено со активирање и

деактивирање во приказот на екранот на тематските нивоа кои се од интерес. Така на пример, ако не интересира информацијата каде се просторно поставени водовите, а да не биде оптоварена сликата на екранот со ознаките и локациите на трансформаторските станици, ќе се прикажат тематските нивоа PLAN-100 и VODOVI. Динамичкиот поглед на мапите со селектирани детали и опрема овозможува лесно лоцирање на опремата, преку навигационите можности на зумирање и поместување да се прати правецот на напојувањето, да се групираат потрошувачите и сл. Ова се реални предности на ГИС технологијата, можности кои го прават софтверот прифатлив за крајните корисници.

Значајниот допринос на ГИС технологијата е обединување на информациите за локацијата на опремата на разни комунални дејности на една иста мапа. Тоа претставува предуслов за зголемена ефикасност во нивното работење преку координација на одделните активности на една иста локација (улица, парцела), со елиминација на оштетување на туѓите инсталации, издавање согласности за интервенции, едноставна размена на податоци, увид на различни инсталации поставени на исти мапи, итн.

4. АРГУМЕНТИ ЗА И ПРОТИВ ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА НА ГИС

Најчесто се поставува прашањето дали еден ваков систем е потребен на оваа ниво на развој на дистрибутивните организации во Македонија. За да може да се одговори на оваа прашање потребно е да се изврши анализа на работните процеси во одделните сектори, со посебен осврт на ефикасноста во реализацијата на одделните дејности. Притоа, не се поставува прашањето "дали постоечкиот систем добро функционира, посебно од аспект на податоците" – тој **успешно функционира** и без ГИС технологијата, која на прв поглед само додатно би ја оптоварила организацијата на работењето. Вистинското прашање би требало да се формулира како: "Колкава е вредноста на трошоците кои се создаваат со досегашната организација на работењето". Меѓутоа не секогаш трошоците можат да се квантизираат. Така на пр. тешко е да се валоризира цената за:

- некомплетни и неточни податоци
- недостаток на информации (поради ограничен и долготраен пристап кон податоците) за навремена и исправна одлука
- повторно внесување на едни те исти податоци во обем и за потреби на нови проекти, анализи, програми
- погрешни одлуки и решенија кои се базираат на една база на податоци, која не е ажурирана со најновите податоци од другите сектори
- фрустрација предизвикана од пребарување на разни бази (запишани во разни медиуми) заради добивање на одредена информација
- фрустрација предизвикана од ефектот дека еден ист податок кој е повеќекратно запишан од други лица, мора одново да се запишува (на пр. прибирањето на податоци за проектот за ревитализација на дистрибутивните системи).

Како меродавни критериуми во оценување на корисноста на проектот ги издвојуваме следните можности на ГИС софтверот:

- за развивање на кориснички прифатлив продукт

- голем број директни корисници да комуницираат преку една заедничка база на податоци
- голем број директни корисници да разменуваат информации за одделните подрачја на делување
- за заштедата на време, пари итн.

Како додатно оправдување се јавува потребата од репродуцирање на бројни копии, работни часови за копирање, пополнување и складирање на копиите, одржување на класичната опрема и сл., се со цел да се забележат претходно запишаните пораки, забелешки, измени кои не секогаш се пренесуваат на новите мапи. Овозможувајќи директен пристап кон дигиталните мапи, се елимира не само трошокот за материјалите, туку и трошокот за координација на ажурираните карти и нивната дистрибуција.

За реален случај на имплементација (Puget Power), процената покажува дека продуктивноста во мапирањето и одржувањето на податоците се подобрува три пати при примента на ГИС технологијата во однос на класичните методи. Многу поголем пораст на продуктивноста (повеќе од 20 пати) се постигнува при инженерското проектирање на нови кабелски мрежи.

За да може да се направи објективна процена за успешноста во имплементацијата на ГИС околината треба да бидат наведени и следните ограничувачки фактори:

- голема цена и потешкотии во конверзија на податоците
- отежнато економско вреднување на придобивките во однос на трошоците од воведувањето на ГИС, посебно за случаите на променета организација на оперативното функционирање на дистрибутивниот систем
- трошоци: софтвер, хардвер, обука, просторни промени, литература, цена на пилот проектот, итн.
- потребна е согласност од раководните лица, кое што е поврзано со нивна увереност во исправноста на воведување на нови технологии во секојдневниот процес
- софтверот треба да биде прифатлив и едноставен за употреба кај крајниот корисник, така да со кратка обука да биде во состојба да ја остварува својата дејност. Исто така, софтверот треба да биде обновуван со најновите технолошки решенија и алатки.
- трансфер и интеграција на податоците претставува неопходен услов за комуникацијата со другите комунални претпријатија во размената на податоци и мапи.

5. ЗАКЛУЧОК

ГИС технологијата претставува предуслов за автоматизација на дистрибутивните системи. Генерирање на мапите со интегрирана база на географски и не-графички податоци за одделните елементи на дистрибутивниот систем, овозможува создавање работна околина за примена на апликативните функции во управувањето и контролата на дистрибутивните системи. Во овој труд се изложени нашите искуства во користењето на мапите, интеграцијата на податоците на демо подрачје на Скопје.

6. ЛИТЕРАТУРА

- [1] Властимир Гламочанин и Драган Андонов: "Дистрибутивни електроенергетски системи на 21-виот век", *Прво советување МАКО СИГРЕ*, Книга II, стр. 102 - 111, септември 1996.
- [2] William Meehan : "GIS Plays a role in Industry Restructuring", *Transmission & Distribution*, Vol. 50, No.2, Feb.1998, pp.14–20.
- [3] Distribution Study Committee (DISGRAPH) : "*How to take full advantage of GIS*", Aug. 1997
- [4] ГИТА: www.amfmintl.org/scope.html
- [5] В. Гламочанин, Д. Андонов, Б. Стојковска, Д. Србиновски, Ј. Трпчевска, С. Илиевска: "ЕСМАП – предуслов за автоматизација на дистрибутивните системи", *II Советување на МАКО–СИГРЕ*, 1998.

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ, СКОПЈЕ

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО-СИГРЕ

Д-р Властимир Гламочанин, ЕТФ
М-р Драган Андонов, ЕТФ
Билјана Стојковска, ЕТФ
Душко Србиновски
Светлана Илиевска, Електродистрибуција Скопје

ЕСМАП - ПРЕДУСЛОВ ЗА АВТОМАТИЗАЦИЈА НА ДИСТРИБУТИВНИТЕ СИСТЕМИ

КРАТКА СОДРЖИНА

Една од главните придобивки од примената на ГИС во дистрибутивните системи е зголемување на можностите за прикажување, анализа, одржување и организација на податоците, но исто така и ефикасноста и продуктивноста со оглед на пристапот и размената на податоците со другите сектори и комунални установи. Ние се судривме со предизвикот да се развие интегриран кориснички интерфејс кој едноставно се употребува и којшто овозможува транспарентно користење на апликациите.

Основна идеја во составувањето на ГИС проектниот тим беше да се оформи мулти-дисциплинарна група на членови, секој со различна професионална експертиза и со различни компјутерски предзнаења. Професионалната специјализираност на членовите на проектниот тим опфаќаше познавања од работењето на системот, продукцијата на мапите, планирање, дизајн, изградба, анализа, експлоатација, одржување и информациониот систем за потрошувачите. Уште во почетната фаза, проектниот тим ги согледа можностите на применетата технологија, и учејќи од туѓите искуства, лесно ги прифати и ги совладуваше главните цели поставени во ГИС проектот.

SUMMARY

One of the main benefits of implementing a GIS in a distribution system is enhancing the utility's ability to view, analyze, maintain and manage the data, as well as the efficiency and productivity with respect to accessing data and sharing data with other departments and utilities. We face the challenge of developing an integrated user interface that is easy to use and allows the users to move between applications transparently.

Project philosophy in assembling its GIS Team was to bring together a multy-disciplined group of individuals, each with their practical expertise and different computer knowledge. The occupational specialties of the team representattives included knowledge of the work order system, mapping products, planing, design, construction, analysis, system operation, maintenance and customer information system. Early on, GIS Team realized the power of the technology being

studied, and by learning from the experience of others, the main goals presented by a GIS project become familiar to deal with and evidently more manageable.

Клучни зборови: дистрибутивни системи, ГИС, автоматизација, SCADA

1. ВОВЕД

При започнување на проектот "Интегрирана компјутерска ГИС околина за планирање и развој на електроенергетски дистрибутивни системи" [1], при веќе дефинирана проектна задача, најголеми проблеми кои требаше да се совладаат, но кои одземаа и најмногу време, беа:

- процесот на откривање што очекуваат крајните корисници да биде решено и поддржано со проектот,
- што би прифатиле крајните корисници од примената на проектот, и
- кои се критичните подрачја и фази на проектот.

Како почетна платформа на проектот ја усвоивме тековната пракса во оперативното работење на одделните сектори на една дистрибутивна куќа. На таков начин, држејќи се до тековната пракса ја обезбедивме подршката и прифаќањето на проектот, но истовремено создадовме основа за мали но значајни чекори во покачување на ефикасноста на работењето. Овие можности на проектот се објаснети подоцна во овој труд. Од друга страна, крајните корисници беа навикнати на одредени процедури и форми на работење, од компјутерско внесување на податоци до рачно пополнети формулари, записи, цртежи, шеми итн. Од таа секојдневна пракса требаше да се прејде во нова работна околина (компјутерска) за која тие немаа никакво претходно искуство. Нивниот скептицизам и дилеми се обидовме да ги совладаме обезбедувајќи ги истите формулари, записи, цртежи и шеми, со кои тие се среќаваа секојдневно. Не одејќи во ригорозни промени во обидот за перфекција и зголемена ефикасност, кај крајните корисници го обезбедувавме прифаќањето на проектот, нивната соработка па дури и добивме подршка и предлози за нови решенија, кои тие ги очекуваа од нас.

Имајќи ја предвид големината на проектот за неговата реализација беше потребно да се обезбеди: компјутерски хардвер и софтвер, работен простор, да бидат избрани членови на проектниот тим кои по завршување на проектот би биле вклучени во неговата примена во ЕСМ, како и да се обезбеди финансирање на сите активности.

2. ЦЕЛИ НА ПРОЕКТОТ

Во планирањето на проектот ги поставивме временските рокови за реализација на одделните фази, со оглед на нашата желба да го комплетираме проектот во договореното време од една година. Во тој период ги реализиравме следните активности:

- ги побаравме и ги обезбедивме документите, работните форми и податоци
- ја обезбедивме компјутерската опрема (две работни станици, едната лоцирана во секторот за развој на ЕСМ, а втората во Електродистрибуција Скопје); опрема за поврзување во мрежа

- ја обезбедивме софтверската опрема (AutoDesk MAP, Visual Studio, Oracle)
- обезбедивме консултантски услуги и обука (комбинација AutoCAD и Map) за членовите на проектанскиот тим и за крајните корисниците на проектот
- започнавме да ги продуцираме мапите, еднополните шеми
- припремавме кориснички интерфејс за внес на податоци
- припремавме форми, налози, извештаи, статистички обработки
- прикази на слики, текстови, графици, и
- планиравме да ги систематизираме сите овие активности во една интегрирана компјутерска ГИС околина.

3. ЗОШТО ПИЛОТ-ПРОЕКТ?

Со проектната задача беше предвидено ГИС технологијата да биде развиена и имплементирана преку пилот проект, земајќи го електроенергетскиот дистрибутивен систем на дел од централното подрачје на град Скопје.

Зошто се решивме за примена на пилот проект? Пред сè тоа е природата на дистрибутивната дејност - премногу комплексна за да биде комплетно опфатена и верифицирана во новата ГИС технологија, но исто така и захтевна во поглед на време и финансиски вложувања. Конверзијата на постоечките податоци, дополнување и креирање на нови бази на податоци за така комплексен ситем претставува повеќегодишен процес. Пилот проектот треба да покаже кои се главните промени во оперативното работење посебно кога треба да се добие согласност и прифаќање на крајните корисници. Изработката на пилот проект беше неминовен бидејќи се врши усвојување на нов продукт, посебно поради скептицизмот спрема новите технологии. Анализата на софтверот (за ГИС и за база на податоци), можностите и прифатливоста во работни услови, идентификација и адресирање на пречките за комплетната примена, како и финансиската оправданост за негова имплементација во одделни градови во Македонија, можеше да се реализира единствено преку пилот проект. Со реализацијата на пилот проектот ние сметавме дека е многу важно да се остави можност за идното комплетирање на ГИС со апликативните функции за поддршка на анализата и планирањето на дистрибутивниот систем.

Во реализацијата на пилот проектот си поставивме цел да продуцираме одредени софтверски решенија со кои ќе може лесно да се комуницира, а да не се преотоваруваме со реализацијата на комплетната база на податоци. Проектниот тим имаше желба да ја усмери својата активност и енергија кон мало репрезентативно подрачје на централната градска мрежа на Скопје.

Како значаен фактор во изборот на оваа подрачје беше расположивоста на мапите на градот, за кои добивме информации од Геодетската управа и Топлификација. Во изборот на подрачјето се водеше сметка да бидат опфатени сите типови податоци, да постои умерено голема база на податоци, со можност за конверзија на постоечките податоци од претходните анализи (софтверски пакет ВИД [2]). Исто така сакавме да имаме поглед позади ТС 10/0,4 на нисконапонската мрежа и крајните потрошувачи од два аспекти: енергетски согласности, наплата и техничка исправност, односно дефекти. Избраното подрачје требаше да биде податно за креирање и примена на апликативните програми.

4. ПРЕДУСЛОВИ ЗА РЕАЛИЗАЦИЈА НА ГИС

Правилен избор на хардверот и софтверот беше стратешки предизвик во реализацијата на проектот.

4.1 Хардвер

За реализација на ГИС околината стојат на располагање неколку платформи:

- клиент сервер базиран на UNIX оперативен систем. Заради волуменот на податоците како и брзината на VAX, а подоцна UNIX, некои светски искуства се потпираат на софтвер за внесување на податоци со соодветни рутини за обезбедување квалитет на внесените податоци на PC, кој подоцна е пренесен на VAX.
- графички работни станици базирани на NT Windows оперативен систем. Многу корисници кои имаат пристап кон мапите и базите немаат потреба од комплетноста во ажурирањето и едитирачките функции. Нивниот пристап кон системот не е многу чест и најчесто е за потребите на извештаи. PC платформата овозможува пристап кон потребните податоци, за разлика од скапите работни станици со комплетните работни функции. Во изборот на платформата за развој на ГИС околината треба да се води сметка да се избере систем кој ќе овозможи едноставна понатамошна надоградба.
- наш избор: PC платформа под NT Windows.

4.2 Софтвер

Светските искуства покажуваат дека во реализацијата на вакви проекти постојат следните решенија:

- релациона база на податоци под VAX (UNIX)
- ORACLE
- ГИС софтвер: Auto CAD Map, InterGraph, ARC INFO (кои се предвидени за горе наведените платформи)
- CableCad под IBM OS2
- Visual Studio 97.

За да одговориме на сите предизвици и амбициозни барања кои си ги поставивме во проектната задача имавме две можности. Првата беше да формираме софтверски тим од 50 до 100 истражувачи кои би развиле свој продукт во текот на низа години со сите ограничувања во поглед на квалитетот и тесни грла на такви продукти. Ние се одлучивме за втората можност: да одиме кон интеграција на базите на податоци и автоматизациските функции применувајќи "готови" реномирани софтверски ГИС продукти.

Избор на ГИС софтверот претставуваше стратешко решение, кое требаше да реши низа дилеми:

- комплетност (покривање на сите предвидени функции),
- прифатливи кориснички алатки (Visual Studio, лесна комуникација на корисникот со ГИС алатките),
- подршка на интегрираните бази на податоци (постоечки и нови бази, обединети во ORACLE околина),
- цена (со оглед на бројните кориснички лиценци),

- применливи на ефтини и брзи платформи (постоечки или нови),
- прифатлив со оглед на потребите на инженерските апликации (CAD апликации),
- континуиран развој и обнова со најнови софтверски решенија (во текот на проектот поминавме низ брз развој: Map1, Map2 до Map3),
- реномиран продукт препознатлив во инженерските средини (инженерите на ЕСМ биле обучувани на семинари за AutoCad-пред неколку години и ORACLE-мај 1998, независно од направениот избор на софтверските алатки во овој проект).

Според тоа во оваа прва фаза на проектот се определивме работната околина за прикажување, анализа и планирање на дистрибутивни системи да биде AutoDesk MAP, базите на податоци да бидат интегрирани и подржани со ORACLE, а одделните алатки да бидат развивани во Visual Studio.

5. РЕАЛИЗАЦИЈА НА ПРОЕКТОТ

Во конципирањето на методите за реализација на проектот ние влеговме во формални партнерски односи со нарачателот на проектот, пред се водејќи сметка за комплексноста на проектот, но и за потребите на крајните корисници, што истовремено обезбедуваше и добра работна околина за успешно комплетирање на проектот. Блиската соработка на двете страни овозможуваше постојано меѓусебно информирање за остварените задачи, неформалните решенија беа истражувани, дискутирани, прифаќани или отфрлани, постојано се имаше увид до каде е проектот, во кој правец се движиме, градејќи ја самодовербата на членовите на проектниот тим во успешноста на проектот. Затоа ние и го избравме партнерскиот однос како рамка за реализација на ваков голем и тежок проект, нешто што не можеше да го обезбеди класичниот однос нарачател-изготвувач на проект. Од друга страна, остварување и одржување на тесната соработка со голем број претставници-експерти на ЕСМ обезбедуваше предуслови за брзо прифаќање на резултатите од проектот, по завршувањето на неговата пилот-фаза, но исто така беше отворена комуникацијата за соработка во подоцнешните фази на проектот.

Составувањето на проектниот тим се базираше на барањето за мултидисциплинарни експерти - од областа на информатика, електроенергетика, геодезија, па дури и фотограф со претходни искуства во снимањето на енергетските објекти. Бројот на учесниците во проектниот тим се менуваше во текот на проектот, зависно од фазите на проектот, така да до завршување на овој труд нивниот број достигна 26 учесници. Во реализацијата на проектот беа вклучени претставници од одделните сектори на ЕСМ, кои покрај учеството во овој проект ги извршуваа и своите секојдневни работни обврски. Административната поддршка во прибирањето на понудите за одделните потреби на проектот, плаќањето на снабдувачите на опремата, документирање на барањата, реализацијата и статусот на одделните фази на проектот беше реализирана од членовите на работната група учесници од ЕСМ. Во одредени фази на проектот, кога беше потребно поголемо временско ангажирање, учесниците на проектниот тим беа делумно или целосно растоварени од своите работни обврски. Иако работеа во отежнати услови, покажувајќи интерес и ентузијазам за совладување на новите технологии луѓето на ЕСМ успешно соработуваа во реализацијата на проектот. Сепак една ваква комбинација на истражувачи и експерти од разни подрачја и работни организации

(ЕТФ, Неоком и ЕСМ) го обезбеди високиот квалитет на реализираните софтверски продукти. Комуникацијата со членовите на работниот тим од ЕСМ со оглед на нивните работни обврски, олеснатото договарање со раководителот на проектот и останатите членови од ЕТФ го дефинираа обемот на активностите во рамките на проектот.

Од круцијално значење за успешноста на проектот беше ангажирањето на претставниците на одделни сектори (помлади инженери) кои се фамилијарни со работните процеси, но истотака и раководни лица кои беа во состојба да организираат работни групи во реализација на одделните задачи. Сигурно е дека без учеството и соработката на овие крајни корисници во проектот не ќе можеа да се креираат меродавни и функционални решенија. Тоа е и најголемиот допринос на проектот, прилагодување на софтверската околина на потребите и рутините на работење на крајните корисници. Ова барање не е во состојба да го обезбеди ниту еден комерцијален електродистрибутивен ГИС продукт. Имено, кај таквите општонаменски продукти крајните корисници се прилагодуваат кон процедурите, базите, налозите, извештаите кои се осмислени за фиктивни дистрибутивни организации, не многу ретко предизвикувајќи делумна или целосна реорганизација на работењето на крајните корисници.

Ние сметавме дека регуларни (еднаш неделно) состаноци со најблиските членови на работната група овозможуваа увид во остваруваните резултати во одделните етапи на проектот, како и секој поединечен допринос на членовите на групата. Исто така беа организирани состаноци и интервјуа со меродавни лица (раководители на оддели и сектори, инженери и технички лица) со цел да се добие директна информација за начинот на работењето и нивните потреби, но и обезбедување поддршка во реализација на проектот, како и увид во нивните очекувања од ГИС проектот, па дури и преиспитување на некои од предходно дефинираните решенија. Големиот број состаноци со учеството на голем број експерти беа предуслов да може да се синхронизираат активностите и очекувањата на корисниците, истражувачите и раководството.

6. КРИТИЧНИ ФАЗИ НА ПРОЕКТОТ

Во одделни фази на проектот беа донесувани одлуки и решенија кои беа основа за подоцнешните фази на проектот. Ние не сакавме да донесеме "брзи одлуки" кои моментално ќе се справат со одредени симптоми на еден проблем, туку сакавме да донесеме стратески решенија со кои трајно ќе го решиме проблемот, без страв за повторување на претходната обемна работа. Така на пр. усвојувањето на растерски мапи на градот беше решение кое во одреден момент се наметна, без оглед на нашата ориентација да се оди кон векторизирани мапи на градот, за кои имавме ветување дека ќе можеме да ги добиеме во разумно време. Како што одминуваше времето, роковите за стартување на одредените фази на проектот беа надминати, па се донесе одлука за временна употреба на растерски мапи. Се разбира, во преговорите се одговорните луѓе се дојде до заклучок дека е потребна координирана акција на градот и сите комунални организации кон создавање услови за креирање на векторизирани мапи со соодветна база на податоци за одделните објекти. Меѓутоа, користењето на скенираните мапи, ориентирани во глобалниот координатен систем овозможува нивна подоцнешна замена со векторизирани мапи. Тоа значеше дека еднаш внесените СН и НН водови во пилот проектот, ќе бидат

искористени и во подоцнешната фаза кога ќе бидат употребувани векторизирани мапи.

Критична фаза во проектот беше и донесувањето на одлуката за користење на еднополните шеми на ТС 10/0,4 kV/kV. Имено, дилемата беше дали да се примени интерфејсот (користен во претходниот проект ВИД) за внес на еднополните шеми на ТС кој беше изработен во Visual Basic околината, или да се примени внесување преку алатките на AutoCAD, кои се составен дел на AutoDesk MAP околината. Ние се решивме да се останеме во околината на AutoDesk, која што во светот е стандардна околина на сите инженерски апликации. Според оваа одлука свесно се откажавме од готов кориснички интерфејс кој претставува врвна апликација, имајќи ја предвид нашата ориентација да развиваме една работна околина за креирање на нашите идни софтверски алатки за планирање и анализа на дистрибутивните системи.

Повремено доаѓавме до заклучок дека одредени учесници го достигнуваа својот продуктивен максимум, кој не беше доволен за напредокот на проектот. Во такви услови беше потребно да се интервенира и да се менуваат работните задачи, да се ангажираат други учесници, да се менуваат одредени решенија. Се разбира дека секоја ваква поголема промена предизвикуваше соодветно доцнење на одредени фази на проектот. Ваквите успорувања, како и задоцнетата испорака на потребниот софтвер доведе до зголемено ангажирање во фазите кои следеа, за да се запазат роковите и континуитетот на проектот.

Понекогаш и малите детали го ограничуваа завршувањето на одделните фази. Така на пр. комуникацијата на екстерните програмски алатки со AutoDesk MAP средината, ја ограничуваше примената на интерфејсот за внес на податоци и припремање извештаи од одделните упити.

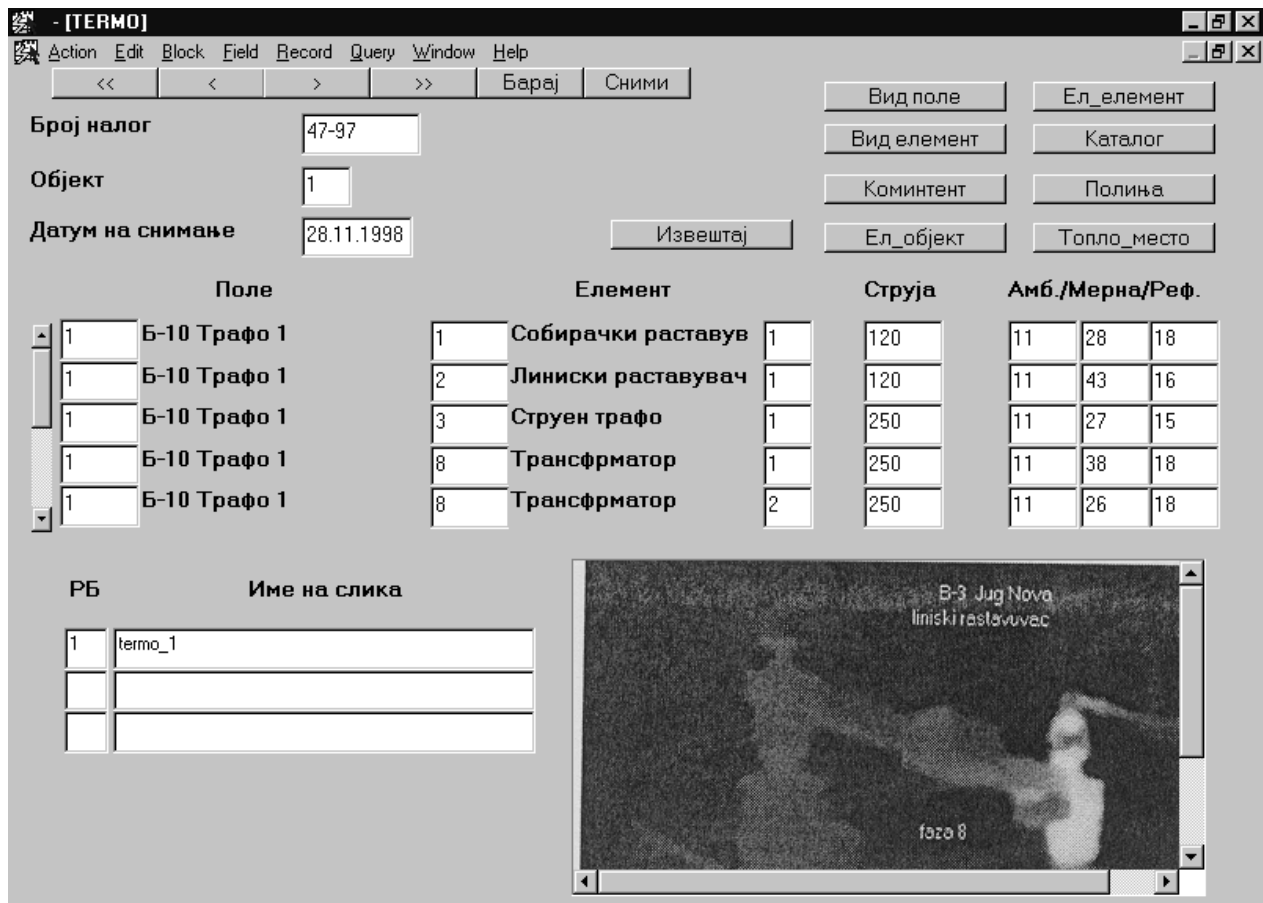
Вообичаено е за ГИС технологијата да наметнува информатички процедури според кои се минуваат границите на одделните сектори, па според тоа и да се менуваат подрачјата на одговорности. Во развојот на ГИС проектот ние поставивме ограничување на нашето навлегување во одделните фази на дистрибутивната дејност, а тоа е да не ги менуваме постапките, процедурите и вообичаеното, секојдневно работење. Ние сакавме, бар во оваа прва фаза на проектот, во ГИС околината да ги пресликаме основните информатички процедури, пред се водени со основната идеја да ја олесниме и автоматизираме дејноста на одделните сектори.

7. КАРАКТЕРИСТИЧНИ АПЛИКАЦИИ

Овде ќе бидат набројани оние можности и предности кои проектниот тим ги согледа во реализацијата на одделните апликации на ГИС проектот.

- *Интеграција на податоциите.* Во денешно време, со перспектива на дерегулација и зголемена продуктивност, дуплицирање на податоците не може да се допушти. Исто така се поставува прашање кој (сектор, лице) е сопственик на податоците, и која верзија на податоците може да се смета како официјална. Дуплицирани податоци кои не секогаш се меѓусебно идентични, пружаат различни одговори на едно исто прашање. Па според тоа се поставува прашање кој податок е точниот? Единствениот одговор лежи во интегрирана база на податоци. Според тоа ефикасност во работењето не може да се постигне без овозможена слободна размена на информации, односно без единствена интегрирана база на податоци која ќе може да се смета како официјална верзија.

- *Координација и систематизација на податоциите.* Оваа околина не овозможува само графички алатки за прикажување, туку дава поддршка во размена на податоците помеѓу одделните апликации. Потребно е да се усвои единствена шифра (карактеристичен број) за секој елемент на дистрибутивниот систем, со што се остварува лесна идентификација и пребарување на базите на податоци. Тоа значи дека еднаш воведените апликации можат да се прифатат и поддржат со соодветна база во ГИС околината, под услов да е обезбеден едноставен пристап кон податоците на сите нивоа и сектори на дистрибутивната организација.



Сл.1 Организација на податоците

- *Физичка и електрична поврзаност на елементите.* Со ГИС се овозможува да се прати патот на напојувањето поаѓајќи од потрошувачот (на пр. домаќинства), преку дистрибутивната НН мрежа до ТС СН/НН, и понатаму преку СН мрежа до ТС ВН/СН. Оваа апликација овозможува на пр. лесно да се лоцираат сите потрошувачи кои ќе останат без напојување при активирањето на прекинувачот на еден СН извод, односно при исклучување на ТС. Се разбира може да се утврди дали јавувањето на некој потрошувач кој останал без напојување е дел од струјниот круг кој е исклучен, или пак до прекин во напојувањето настанало поради дефект итн. Информациите за локацијата на потрошувачот, неговата електрична поврзаност со ТС, трасата на кабелскиот вод вообичаено се складираат на разни места, во разни форми. Тоа значи дека ќе биде потребно значајно ангажирање на луѓе/време за да се лоцира и трасира еден потрошувач, односно да се утврди

бројот на соодветната мапа, да се лоцира кабелот, правецот на напојувањето итн. Со ГИС системот овој проблем се решава со едноставен упит кој моментално го лоцира потрошувачот и ги прикажува сите меродавни информации во неговото трасирање, како и сите интервенции направени во минатото на така издвоената опрема. На таков начин може да се интегрираат податоците за географската локација (улица, број, зграда) со податоците за електричната поврзаност и правците на напојување на одделните потрошувачи или група на потрошувачи.

- *Распоред и процесирање на работни активности.* Процесирање на дејности од различен карактер, какви што се: работни налози, инспекциски прегледи на дистрибутивните компоненти (на пр. термовизија, баждарење, регуларни периодични прегледи итн.), извештаи за дефекти (локација, време, траење, вид, причина, хронологија на настани), статистичка обработка (дефекти, прегледи, опрема, производител, година на монтирање), итн.
- *Цртање на шеми.* Разни шеми на делување, еднополни шеми кои треба да се нацртаат за секоја ТС и да се изложат на видно место. Цртањето е поедноставено за дефинирани типови на ТС, додека податоците ќе се црпат од заедничката база. Тоа значи дека еден ист податок нема да се внесува рачно во секоја шема, цртеж, мапа туку тоа ќе се прави автоматизирано. Врз основа на атрибутите на одделните објекти може да се селектираат одредени објекти и да се прикажуваат со заедничка боја, според напонска состојба, напонско ниво, функционални карактеристики, итн.
- *Графички кориснички интерфејс (GUI).* Интегрирачкиот концепт се реализира преку графички кориснички интерфејс за поглед на податоци, функции, апликативни програми, резултати, извештаи итн [3]. Графичкиот ориентираниот интерфејс (менија, прикази и функции) е креиран според потребите и барањата на корисниците од дистрибутивната организација.

8. РАЗВОЈНИ ФАЗИ

Светските искуства покажуваат дека во реализацијата на вакви проекти најчесто се оди во следните развојни фази:

- *Овозможување на интелектуални функции на автоматизиран дистрибутивен систем:* естимација на товарите на еден извод, координација на заштитата, извештаи за грешки по изводи, ТС или по различни производители на опремата, тренд анализа за товарите според изводи, ТС или географски простори. Примената на упити за разни потреби со генерирање на извештаи. Деталните извештаи се формираат во различни форми според потребите на одделните сектори, бидејќи секој од нив има потреба од различни детали и типови на податоци. Базирајќи се на можностите на ГИС проектот во поглед на интеграција на податоци во реално време (SCADA), може да се воспостават автоматизирани процедури за периодично ажурирање на базата со дневни, месечни или годишни извештаи.
- *Поврзување со Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA).* Поврзувањето може да се реализира било како позадина, било како интерфејс за податоци во реално време, односно да ја интегрира SCADA во својата околина.

9. ЗАКЛУЧОК

Географски информациона систем (ГИС) е технологија со која се собираат, меморираат, ажурираат, обработуваат, анализираат и прикажуваат просторни и други податоци. Најважен аргумент на оваа технологија е можноста за просторна анализа. За таков вид анализа потребно е просторните податоци да се пренесат во дигитална форма.

Основните предности на ГИС технологијата се:

- Визуелизација на податоците. Голема количина на податоци, меѓу кои спаѓаат и атрибутите на објектите, се меморираат во компјутерот и се прикажуваат во визуелна, едноставна и сликовита форма која му е блиска на крајниот корисник.
- Поврзување на податоците со географските обележја. Внесување на географски обележја кои се поврзуваат со атрибутните податоци даваат можности за анализа, донесување заклучоци и целосен преглед на просторната состојба.

Креирањето на софтверските алатки во ГИС околина траеше долго време, тој ќе еволуира и по завршувањето на овој проект, неговата надоградба (додатни бази, извештаи, упити и аналитички функции) ќе се иницира од самите корисници на ГИС околината. Светските искуства покажуваат дека е потребен извесен период на адаптација на корисниците на оваа нова работна околина и фамијализирање со можностите на софтверските алатки.

10. ЛИТЕРАТУРА

- [1] "Интегрирана компјутерска ГИС околина за планирање и развој на електроенергетски дистрибутивни системи", Проект за потребите на ЕСМ, Раководител на проектот: Проф. д-р Властимир Гламочанин, 1998.
- [2] Драган Андонов и Властимир Гламочанин: "ВИД концепција за развој на апликации", *ЕТАИ*, Охрид, 1993 година.
- [3] Dariush Shirmohammadi et al. : "Distribution Automation System with Real-Time Analysis Tools", *IEEE CAP*, Vol. 9, No. 2, Apr. 1996, pp. 31-35.

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ, СКОПЈЕ

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО-СИГРЕ

д-р Драгослав Рајичиќ, 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 на целата површина: површинската густина на оптоварувањето е еднаква, сите трансформатори среден/низок напон се со еднакви номинални моќности, сите трансформатори се номинално оптоварени, сите нисконапонски изводи се изведени со кабли од ист тип и пресек и во нисконапонските изводи (без отцепи) загубата на напонот не е поголема од 3%.

Изложениот пристап може да се користи при економска споредба на различни варијанти на дистрибутивни мрежи. Добиените резултати даваат практични насоки што можат да бидат корисни при планирање и проектирање на дистрибутивни мрежи со најмали специфични годишни трошоци.

SUMMARY

A procedure for calculation annual expense per square kilometre of a distribution network is described in this paper. It is supposed that: load per square kilometre is constant, all transformers medium/low voltage have the same ratings, all transformers have nominal loading, all low voltage cables are of the same type and the same cross section, voltage drop at main low voltage cable does not exceed 3%.

Considering results some conclusions were made. They can help in comparison different distribution network variants and can be useful in planning and designing distribution networks with minimal annual expense per square kilometre.

Клучни зборови: Површинска густина на оптоварување, Оптимална густина на струја, 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 на целата површина:

- привидното оптоварување е рамномерно распределено по површината;
- сите трансформаторски станици среден/низок напон имаат трансформатори со еднакви номинални моќности и сите се номинално оптоварени;
- секоја трансформаторска станица среден/низок напон напојува потрошувачи на површина во вид на квадрат;
- сите нисконапонски изводи на една трансформаторска станица се со меѓусебно еднакви должини и изведени се со кабли од ист тип и пресек.

Вкупната должина на среднонапонските кабли практично не зависи од номиналната моќност на избраниот трансформатор и трошоците за нив не се земени предвид. При пресметките се користени цените за нисконапонски водови и трансформаторски станици со кои се работи во ЈП *Elektrostopanstvo* 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 бидат корисни 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 и полагање	Вкупно
PP 41 A 4×95 0,6/1 kV	483,00	77,30	80,00	327,80	923,10
PP 41 A 4×120 0,6/1 kV	530,50	84,90	80,00	362,50	1057,90
PP 41 A 4×150 0,6/1 kV	686,00	109,80	80,00	414,40	1290,20
PP 41 A 4×185 0,6/1 kV	850,00	136,00	80,00	490,70	1556,70
PP 41 A 4×240 0,6/1 kV	1084,00	173,40	80,00	643,10	1980,50
PP 41 A 4×300 0,6/1 kV	1288,00	206,10	80,00	851,00	2365,10

Врз основа на податоците за вкупните инвестициони трошоци за кабелските водови со различна плошина на напречниот пресек на фазните спроводници, дадени во табелата I, со примена на методот познат под името метод на најмали квадрати се определени: $d = 218,39$ денари/m и $h = 7,214$ денари/(m·mm²).

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

Вкупните инвестициони трошоци за една трансформаторска станица 10/0,4 kV/kV 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:

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

Податоците за вкупните инвестиции за различни трансформаторски станици 10/0,4 kV/kV, се дадени во табела II.

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

$S_{\text{ном.}}$ на трансформ. kVA	Градежни работи ден.	Заземјувач ден.	Две изв. ќелии 10 kV ден.	Трафо ќелија 10 kV ден.	Нисконапонска табла ден.	Трансформатор ден.	Монтажа 15% ден.	Завршни работи ден.	Вкупно ден.
400	458010	60000	351666	207994	258017 ⁽¹⁾	466515	270330	110000	2182532
630	458010	60000	351666	207994	267467 ⁽¹⁾ 347351 ⁽²⁾	631638	296516 308499	110000	2383291 2475158
1000	458010	60000	351666	207994	285421 ⁽¹⁾ 365306 ⁽²⁾	841617	330702 342689	110000	2645414 2737282
1600	458010	60000	351666	207994	549045 ⁽²⁾	1090845	407634	110000	3235194

(1) Со 4 нисконапонски изводи

(2) Со 8 нисконапонски изводи

Податоците во табелата II се однесуваат на трансформаторски станици со монтажено бетонски градежен дел, со две 10 kV изводни ќелии, со една 10 kV трафо ќелија и нисконапонска табла. За трансформаторски станици со трансформатори чија номинална моќност е 630 и 1000 kVA се дадени по два износа на вкупните инвестициони трошоци. Помалиот се однесува на нисконапонска табла со четири нисконапонски изводи, а поголемиот на нисконапонска табла со осум нисконапонски изводи. Цените во табелите I и II се од 26 март 1998 година.

Користејќи ги податоците од табелата II, со примена на методот на најмали квадрати, за трансформаторски станици со по осум нисконапонски изводи се определени: $d' = 1960777$ денари и $h' = 793,092$ денари/kVA.

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 трошковна 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 годишни трошоци можеме да напишеме:

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

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 на 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 се означи 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 трошкова 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:

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

каде што со $E_{\text{вод}}(F)$ се означени инвестиционите трошоци (по единица должина) за кабелски вод со пресек F , а со $E_{\text{т.с.}}(S_{\text{ном.}})$ се означени инвестиционите трошоци за трансформаторска станица 10/0,4 kV/kV со трансформатор чија номинална моќност е $S_{\text{ном.}}$. Струјата на почетокот на нисконапонскиот извод е определена со равенката:

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

Идеалната должина на нисконапонските изводи (без отцепите) е:

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

Таа е еднаква на половина од должината на површина во вид на квадрат, што се напојува од еден трансформатор среден/низок напон. Поради ограничувањата што во практиката се јавуваат при нивната изградба, должините на нисконапонските изводи се поголеми од идеалната должина. За да го уважиме го тој факт, при натамошните разгледувања во трудот ќе земеме дека вистинската должина на нисконапонските изводи (без отцепи) е за $k = 1,2$ пати поголема од идеалната.

5. СПЕЦИФИЧНИ ГОДИШНИ ТРОШОЦИ ЗА ДИСТРИБУТИВНА МРЕЖА

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:

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

Претпоставивме 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 за бројот на трансформаторските станици следува:

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

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 за дистрибутивна мрежа добиваме:

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

каде со $R(F)$ е означена активна отпорност на водот по единица должина, чијшто напречен пресек е F ,

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.

Во направените пресметки се користени податоците за активна отпорност на кабели по единица должина (т.е. податоците за $R(F)$) дадени во каталозите на производителите, сведени на температурата од 40°C . Вредностите за $E_{\text{вод}}(F)$ се избирани според табелата I, а вредностите за $E_{\text{т.с.}}(S_{\text{ном.}})$ се избирани според табелата II. Освен вредностите на големините што порано беа наведени, користени се и следниве вредности: $U_{\text{ном.}} = 400 \text{ V}$; $p_{\text{в.}} = 0,12$; $p_{\text{т.с.}} = 0,15$.

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 ρ на загуби;
- загубата на напонот во нисконапонските изводи (не сметајќи ги отцепите) да не биде поголема од 3%.

Со помош на равенката (4.12), земајќи дека при температурата од 40°C е $\rho = 0,0324 \Omega / m / mm^2$, за разни вредности на C се пресметани оптимални густини на струја. Добиените вредности се прикажани 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	1,828 A/mm ²	1,292 A/mm ²	0,914 A/mm ²	0,746 A/mm ²

Резултатите од пресметките на специфични годишни трошоци за дистрибутивни мрежи со различни номинални моќности на трансформатори се групирани така што во една група се мрежите кај кои бројот на нисконапонските изводи по трансформатор, бројот на кабли по извод и напречниот пресек на каблите е определуван со цел да се постигне приближно еднаква густина на струја во каблите, 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. 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. Кај сите разгледувани случаи бројот на нисконапонските изводи и нивниот напречен пресек се избирани така што густината на струјата во каблите 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 може да се процени на околу 10000 денари/(kW·година). Но, реално е да се очекува да растат како цените за електричната моќност и енергија така и времето на загуби. Резултатите за $C=20000$ денари/(kW·година) се прикажани со цел да се согледа дали при значително изменетите услови доаѓа до промени во приоритетот на трансформаторите.

Резултатите во табелата V се однесуваат на две групи дистрибутивни мрежи што се одликуваат со значителна разлика помеѓу нивните густини на струја. Во првата група густините на струите во каблите се поголеми од оптималната и изнесуваат околу 1,52 A/mm² (освен за трансформаторот со номинална моќност 1600 kVA), а во втората група тие се помали од оптималната и изнесуваат околу 0,96 A/mm². Во двата случаја е сметано со $C=10000$ денари/(kW·година). Како што може да се види од табелата III, за овие случаи оптималната густина на струја изнесува 1,292 A/mm².

Табела IV Специфични годишни трошоци за дистрибутивни мрежи
со меѓусебно еднакви густини на струја и различни вредности за C
(во илјади денари/ km^2)

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 4×300 8×240				Број и пресек на изводите 4×120 4×185 8×150 8×240			
	Постигната густина на струја (A/mm^2) 1,203 1,229 1,203 1,203				Постигната густина на струја (A/mm^2) 1,203 1,229 1,203 1,203			
1000	–	–	–	–	–	–	–	–
2000	–	–	–	–	–	–	–	–
3000	4303	–	–	–	5317	–	–	–
4000	5482	–	–	–	6726	–	–	–
5000	6634	5710	–	–	8098	7319	–	–
6000	7767	6616	–	–	9443	8443	–	–
7000	8886	7505	–	–	10768	9543	–	–
8000	9994	8380	7959	–	12077	10623	10706	–
9000	11092	9244	8731	–	13373	11687	11724	–
10000	12183	10099	9493	–	14659	12738	12725	–
11000	13268	10946	10244	–	15935	13777	13713	–
12000	14346	11786	10987	10806	17203	14806	14688	14849

Табела V Специфични годишни трошоци за дистрибутивни мрежи
со различни густини на струја и еднакви вредности на C
(во илјади денари/ km^2)

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 8×120 8×240				Број и пресек на изводите 4×150 4×240 8×185 8×300			
	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	–	–	–	–	–	–	–	–
2000	–	–	–	–	3142	–	–	–
3000	–	–	–	–	4375	3903	–	–
4000	5542	–	–	–	5565	4877	–	–
5000	6701	–	–	–	6726	5818	5811	–
6000	7841	–	–	–	7869	6735	6660	–
7000	8966	7549	–	–	8996	7633	7486	–
8000	10079	8428	–	–	10111	8517	8293	8136
9000	11183	9295	–	–	11217	9390	9086	8857
10000	12279	10152	9580	–	12315	10252	9867	9564
11000	13368	11001	10329	–	13406	11107	10636	10257
12000	14451	11844	11069	10806	14490	11954	11397	10940

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 се јавуваат големи релативни промени на специфичните годишни трошоци, иако има промени во приоритетот на трансформаторите. Тоа значи дека минимумот на специфичните трошоци не е изразен.
2. Од сите варијанти на дистрибутивни мрежи што се наведени во табелите IV и V, за $C=1000$ денари/(kW·година), при површински густини на оптоварувањето поголеми од 11000 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. Тоа укажува дека минимумот на специфичните годишни трошоци не е изрзен.
4. Од табелата IV се гледа дека при двојно зголемување на вредноста на C , од 10000 денари/(kW·година) на 20000 денари/(kW·година), настануваат значителни промени како во специфичните годишни трошоци за одделни дистрибутивни мрежи така и 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.

Др. Весна Борозан, дипл.инж.
Електротехнички факултет, Скопје
Dr. Mesut E. Baran
NCSU, Raleigh, NC, USA
Dr. Damir Novosel
Dr. Khoi T. Vu
ESTI, ABB Power T&D Company, Raleigh, USA

АВТОМАТИЗАЦИЈА НА ДИСТРИБУТИВНИТЕ СИСТЕМИ

СОДРЖИНА

Автоматизацијата на дистрибутивните системи помина веќе долг пат од своите почетоци во раните '80-ти години. Со рапидниот развој на компјутерската и телекомуникационата технологија многу нови функции на автоматското управување со дистрибутивните системи станаа технички изводливи и економски прифатливи. Меѓутоа, очекуваните големи промени во дистрибутивната пракса и оперативното водење на системите не се сеуште достигнати. Во трудов е изнесен дел од резултатите на истражувањето, [1], спроведено со цел да се изврши селекција на најпожелните и економски најисплатливите функции на автоматизацијата. По извршената евалуација на барањата и користите од поедините функции, во трудов се презентирани неколку прототипови системи за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи, кои соодветствуваат на денешниот степен на развој на технологијата и потребите на дистрибутивните организации.

ABSTRACT

Distribution automation has come a long way since its start in early '80s. The rapid development of computer and telecommunication technology has already made new automation functions of distribution power systems technically possible and economically feasible. It is to be expected, however, that the largest changes in the practices and operation of distribution companies are still ahead. This paper shows some of study results, [1], that was carried out in order to select the most desirable and economically effective automation functions. The evaluation of the functions' requirements and benefits led to the several prototype distribution automation systems, that are also shown in the paper. These prototype distribution automation systems are created to meet the technical and economical requirements of the distribution companies.

Клучни зборови: дистрибутивен систем, автоматизација, функции на автоматска контрола (надгледување), функции на автоматско управување.

ВОВЕД

Автоматизацијата на дистрибутивните системи претставува комбинација на далечинско надгледување во реално време, детално моделирање и оптимизирање на оперативните состојби на дистрибутивниот систем, моделирање на некои својства на производно-преносниот систем и потрошувачката и далечинско управување со уредите и подесувањата на локалните регулатори. Некои стручњаци во поимот на автоматизацијата на дистрибутивните системи ги вклучуваат и функциите на раководење со оптоварувањата на крајните потрошувачи во дистрибутивниот конзум, меѓутоа авторите на овој труд ја подржуваат потесната дефиниција. Главни цели на автоматизацијата во дистрибутивните системи се конзервацијата на енергија, која ги вклучува намалувањата на потрошувачката и загубите во дистрибуцијата и преносот, намалувањето на врвното оптоварување, подобрувањето на доверливоста и квалитетот на снабдувањето со електрична енергија, одлагањето на изградбата на нови објекти и надокнадувањето на изгубениот приход.

Постоечката состојба во областа на автоматизацијата на дистрибутивните системи е таква да постои огромна количина на пишани информации и идентификувани функции на автоматизацијата. Испорачателите на хардвер и софтвер нудат широк спектар на свои производи за автоматизација на дистрибуциите, посебно SCADA системи и крајни станици. Меѓутоа, иако користа од одделните функции веќе е демонстрирана низ различни пилот-проекти, главната причина што дистрибуциите не го усвојуваат комплетниот програм на автоматизација е цената на ваквиот програм.

Најголемиот број од дистрибуциите имаат некакво ниво на автоматизација. Автоматизацијата може да се протега од превклопни часовници за вклучување/исклучување на уличното осветление до потполно компјутеризирано надгледување, заштита и оперативно управување на системот. Заради тоа, за секоја одделна дистрибуција, развивањето на систем за автоматска контрола и управување треба да претставува природно проширување и подобрување на степенот на автоматизација кој веќе постои во таа дистрибуција. Уште повеќе, секоја дистрибуција, дури и секој специфичен дел од една дистрибуција, претставува единствен случај за имплементација на различните функции на автоматизацијата. Прифатливоста на една функција зависи најмногу од нејзината цел и обем на делување, од географските и демографските својства на конзумот кој се разгледува и од карактеристиките на постојниот дистрибутивен систем.

1. ПРОШИРЕН ПРОТОТИП СИСТЕМ ЗА АВТОМАТСКА КОНТРОЛА И УПРАВУВАЊЕ СО ДИСТРИБУТИВНИТЕ СИСТЕМИ

Проучувајќи ја литературата, дел од која е цитиран во референците [2-11] и сумирајќи ги приоритетите, идните потреби и очекуваните користи, на многу северноамерикански и европски дистрибуции, ние креираваме еден проширен прототип систем за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи. Овој проширен прототип систем е претставен со сликата 1 и табелата I.

Системот кој се застапува во овој труд спаѓа во групата на децентрализирани системи за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи. Во него, трансформаторските станици ВН/СН претставуваат автономни контролни и управувачки единици кои се надгледувани од централен SCADA систем, сместен на

ниво на диспечерски центар. Контролно-управувачките единици, на ниво на трансформаторските станици ВН/СН, ги содржат најпожелните и економски докажаните функции на автоматизацијата, како што се SCADA системот, локацијата и изолацијата на грешките и интегрираната регулација на напоните и реактивните моќности (интегрирана Volt/Var регулација). Овие функции се потполно автоматизирани, или наменети да дејствуваат во реално време, што подразбира надгледување на контролните големини, донесување на одлука и извршување на регулационото дејство.

Повеќето од функциите на автоматизацијата кои носат понатамошно подобрување во работата на дистрибутивниот систем, како естимацијата на напоните и моќностите, реконфигурацијата и други, препорачани се да бидат имплементирани на нивото на диспечерскиот центар и да дејствуваат надвор од реалното време. Ваквиот став се поткрепува со следниве објаснувања: i) овие функции се најефективни кога се применуваат на зоната на повеќе трансформаторски станици ВН/СН или на целата СН мрежа; и/или ii) нивното потполно автоматско дејствување сеуште не може да се оправда од економски аспект. Меѓутоа, имплементирани на ваков начин, наведените функции овозможуваат поефикасно искористување на постоечката инфраструктура и на расположивите податоци.

Табелата I, покрај имињата на одделните функции на автоматизацијата и нивото на нивната имплементација, го содржи и изворот на влезни информации во функцијата, односно соодветната апликација.

Табелата II е наменета да послужи за согледување на користите од поедините функции на автоматизацијата при нивни избор. Проучувањето на потребите на дистрибуциите кои беа опфатени со истражувањето покажаа дека нивните главни очекувања од воведувањето на автоматизацијата се следниве: i) доверлива испорака на енергијата (минимизација на бројот и/или времетраењето на испадите), ii) безбедноста на теренските екипи и на граѓаните, iii) квалитет на испорачаната енергија, iv) минимизирање на опасноста од оштетување на опремата, v) минимизирање на трошоците / максимизирање на профитот. Од друга страна, пак, потенцијалните користы од автоматизацијата на дистрибутивните системи се многубројни. Одредувањето на користите е важен дел од економската евалуација за селекција на функциите на автоматизацијата кои ќе бидат имплементирани во одредена дистрибуција. За прецизно да се одредат користите на поедините функции и изврши нивна правилна селекција, потребно е добро да се разберат можностите и барањата на тие функции. Имено, секоја функција нуди специфична корист во зависност од карактеристиките на односната дистрибуција, а, во голем број случаи, користа не може да произлезе од примената само на една функција, туку може да биде резултат на повеќе функции кои дејствуваат координирано. Заради тоа, информациите во табелата II треба да се сфатат само како генерални насоки за тоа кои користы можат да се очекуваат од секоја од функциите на автоматизацијата, наведени претходно во табелата I.



Слика 1. Структурна шема на проширениот прототип систем за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи

Табела I. Функции на автоматизацијата имплементирани во проширениот прототип систем за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи

Функција на автоматизацијата	Ниво на имплементација	Податоци, Извор на информации
1. AM/FM/GIS	Диспечерски центар	Податоци за опремата, историски податоци, податоци за статусот на опремата (состојба на мрежата)
2. SCADA - Контрола на трансформаторските станици ВН/СН	Диспечерски центар	Real-time податоци за трансформаторските станици ВН/СН, од: <ul style="list-style-type: none"> - Дигиталните релиња (контрола и управување со прекинувачите, регулаторите под товар на трансформаторите, кондензаторските батерии) - Интелигентните електронски мерни инструменти (мерење на kW, kVar, kVA, фактор на моќност, вкупен kVAh, вкупен kWh, фреквенција, ВХ дисторзија) - Надгледување на состојбата на трансформаторите (податоци за контаминација на маслото, температура на маслото, температура на јадрото/намотките)
3. SCADA - Контрола на изводите	Трансформаторска станица ВН/СН	Real-time податоци за изводите, од: <ul style="list-style-type: none"> - Дигиталните релиња (контрола и управување со прекинувачите со АПВ, регулаторите на напон, кондензаторските батерии, секционализаторите, линиските раставувачи, индикаторите на грешка) - Интелигентните електронски мерни инструменти (мерење на kW, kVar, kVA, факторот на моќност, вкупен kVAh, вкупен kWh, фреквенција)
4. Интегрирана Volt/Var регулација	Трансформаторска станица ВН/СН	Real-time податоци за трансформаторската станица ВН/СН и изводите
5. Локација на грешка	Трансформаторска станица ВН/СН	Real-time податоци за трансформаторската станица ВН/СН и изводите
6. Изолација на грешка	Трансформаторска станица ВН/СН	Real-time податоци за трансформаторската станица ВН/СН и изводите
7. Естимација на напони/моќности	Диспечерски центар	Real-time податоци за трансформаторската станица ВН/СН, историски податоци, прогноза на оптоварувањата
8. Реставрација на погон	Диспечерски центар	Real-time податоци за трансформаторската станица ВН/СН, податоци за статусот на опремата, естимација на напоните/моќностите, прогноза на оптоварувањата, историски податоци
9. Реконфигурација за балансирање на моќностите и минимизација на загубите	Диспечерски центар	Real-time податоци за трансформаторската станица ВН/СН, естимација на напоните/моќностите, прогноза на оптоварувањата, историски податоци
10. Рутинско далечинско вклучување/исклучување	Диспечерски центар	Real-time податоци за трансформаторската станица ВН/СН, естимација на напоните/моќностите, прогноза на оптоварувањата, историски податоци
11. Далечинско подесување на заштитата	Диспечерски центар	Real-time податоци за трансформаторската станица ВН/СН
12. Рутинско прибирање на податоци	Диспечерски центар	Real-time податоци за трансформаторската станица ВН/СН

Табела II. Функциите на автоматизацијата од проширениот прототип систем (табела I) и соодветните користи

Функција на автоматизацијата	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Корист												
1. Контролни и управувачки можности за операторот	x											
2. Складирање на голем обем на податоци	x											
3. Подобри податоци за инженерски анализи и планирање	x	x	x				x					x
4. Подобра ефикасност при одржувањето	x			x								
5. Намалување на бројот на вработените		x	x	x		x				x	x	x
6. Одлагање на изградбата на нови објекти		x	x	x	x	x		x	x			
7. Подобрување на доверливоста и сигурноста		x	x		x	x		x	x		x	
8. Подобрување на квалитетот во снабдувањето со електрична енергија		x	x		x	x		x			x	
9. Подобрување на кредибилитетот кај клиентите		x	x		x	x		x				
10. Намалување на трошоците за рутинските операции		x	x	x						x	x	
11. Надокнадување на изгубениот приход					x	x		x		x	x	
12. Подобрување на квалитетот на електричната енергија				x								
13. Смалување на загубите на моќност и енергија				x					x			
14. Смалување на врвното оптоварување				x					x			
15. Смалување на потрошувачката кај голем број електрични потрошувачи				x								
16. Проверка на веродостојноста на мерењата и на моделот на мрежата							x					
17. Најдобро презентирање и искористување на расположивите real-time податоци							x					
18. Овозможување услови за примена на оптимизационите алгоритми							x					

2. ПРОТОТИП СИСТЕМ ЗА АВТОМАТСКА КОНТРОЛА И УПРАВУВАЊЕ СО ДИСТРИБУТИВНИТЕ СИСТЕМИ ВО СЕВЕРНА АМЕРИКА

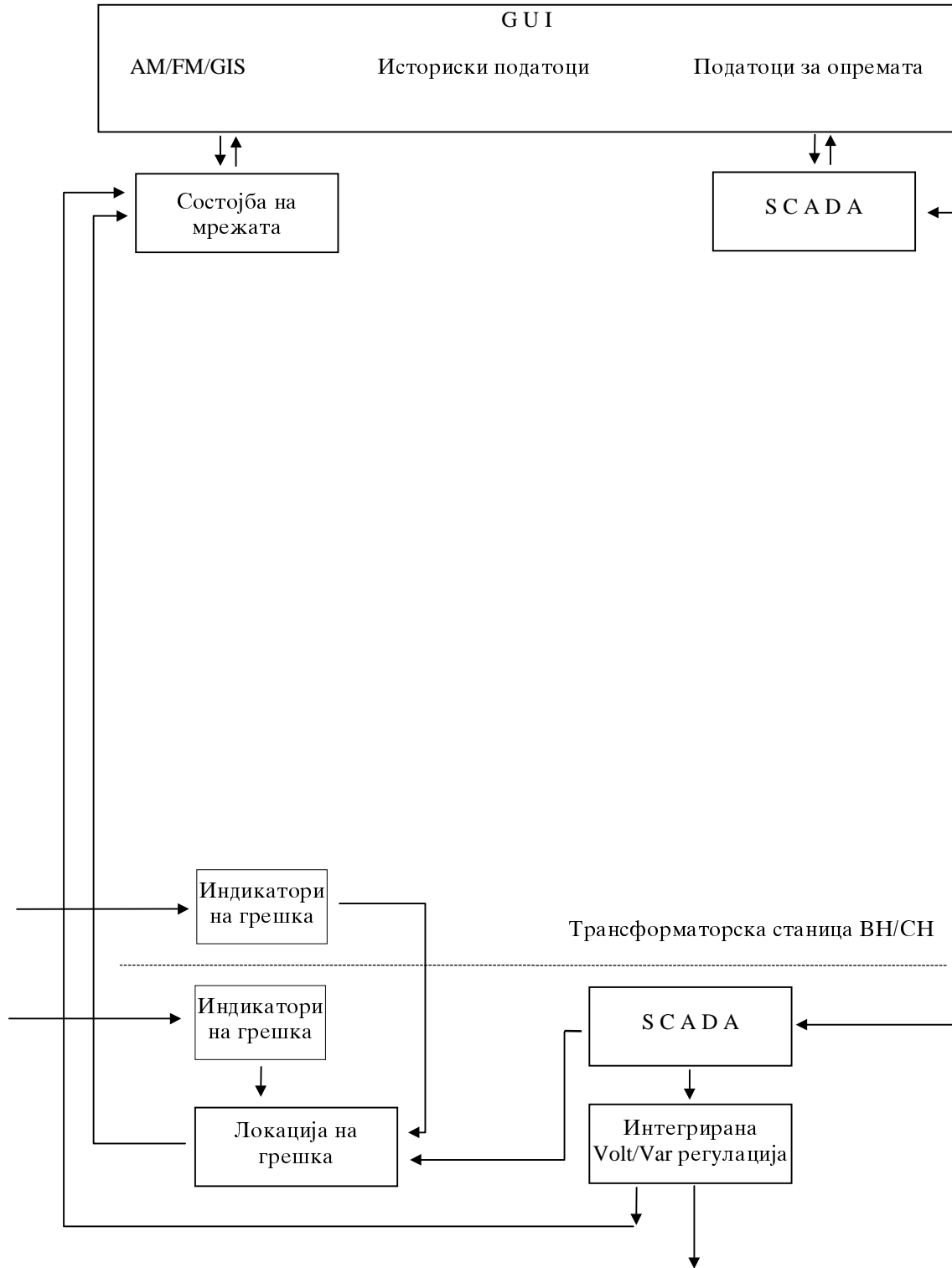
Тргувајќи од проширениот прототип систем за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи и концентрирајќи се на специфичностите на северноамериканските дистрибутивни системи, креиран е прототип систем кој ќе биде функционално и економски најефективен за нивните дистрибуции. Овој прототип систем ги задоволува основните барања на секоја дистрибуција во Северна Америка и нуди најголема корист во однос на иницијалните трошоци за воведување на автоматизацијата. Понатаму, тој претставува одлична основа за развој на систем за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи со флексибилна и компатибилна структура. Така, дистрибуциите ќе можат да ја применуваат автоматизацијата според принципот чекор-по-чекор, на најекономичен и најефективен начин.

Предложениот прототип систем за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи во Северна Америка, кој е претставен на сликата 2, е во согласност со веќе усвоената структура на децентрализираните системи. Во срцето на овој систем се две функции, локацијата на грешка и интегрираната Volt/Var регулација, кои се снабдуваат со информации од SCADA системите за контрола на трансформаторските станици ВН/СН и на СН изводите. Изборот е соодветен имајќи ги во предвид карактеристичните северноамериканските среднонапонски мрежи, со распространета структура, голем број на трансформаторски станици СН/НН по извод и релативно голема должина на претежно надземни водови, подложни на чести појави на грешки и големи падови на напонот.

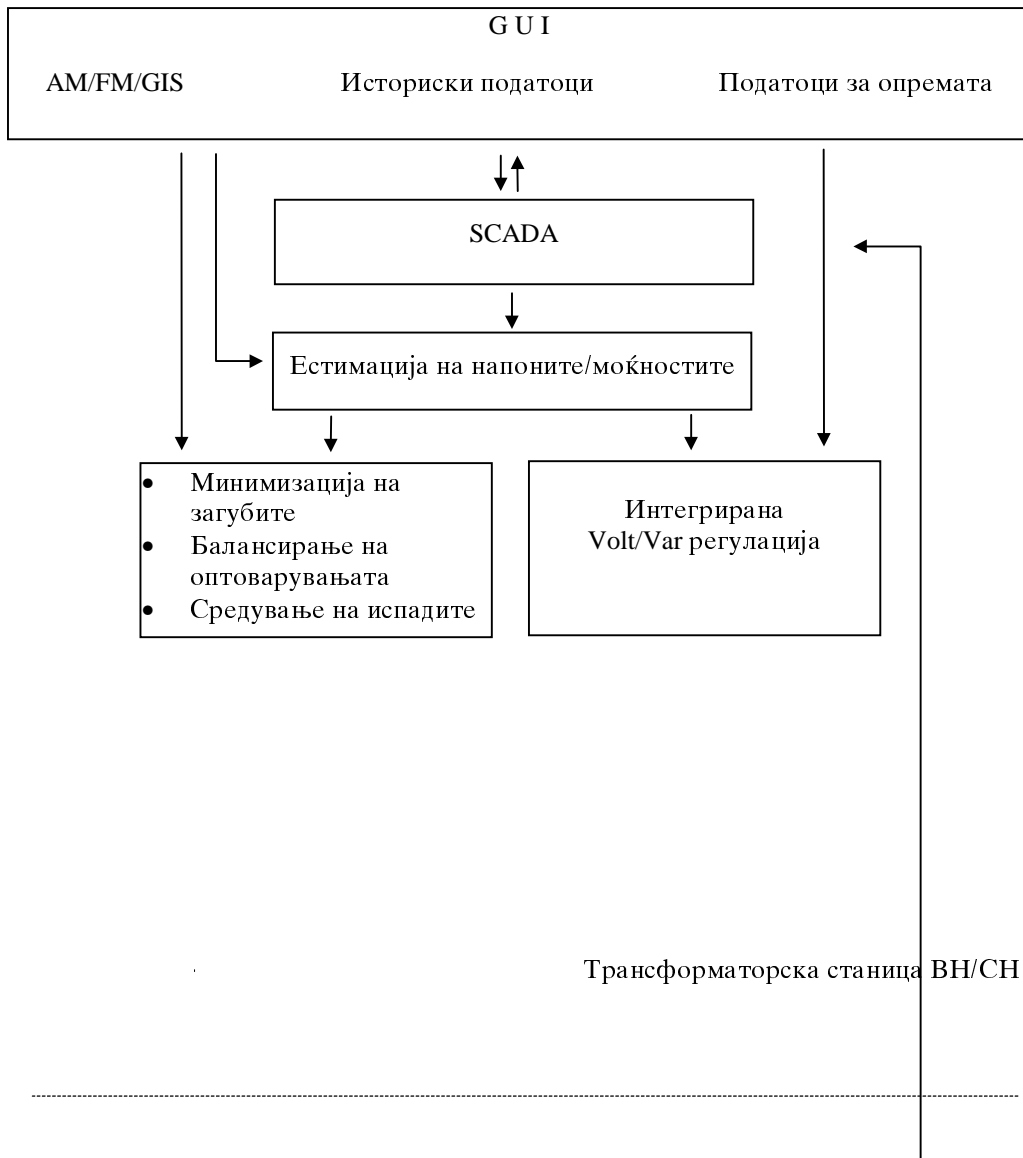
3. ПРОТОТИП СИСТЕМ ЗА АВТОМАТСКА КОНТРОЛА И УПРАВУВАЊЕ СО ДИСТРИБУТИВНИТЕ СИСТЕМИ ВО ЕВРОПА

Во денешно време, автоматизацијата на дистрибутивните системи е помалку застапена во Европа, отколку во Северна Америка. Исклучок се некои дистрибуции во земјите каде електростопанствата се дерегулирани и/или приватизирани, како што се Велика Британија и повеќето Скандинавски земји. Но, дури и во овие дистрибуции, изборот на функциите за автоматизација се разликува од оној во северноамериканските дистрибуции. Имено, главно својство на дистрибутивните системи во повеќето европски земји е релативно високиот степен на доверливост. Тоа е обезбедено со застапеноста на кабелските СН мрежи во урбаните центри. Друго својство е распространетоста на НН мрежа, што предизвикува повеќето од експлоатационите проблеми, како и загубите, да се јават во овој дел од мрежите. Заради тоа, решенијата за автоматизација на системите има смисла да се концентрираат на ВН дистрибутивна мрежа и на трансформаторските станици ВН/СН. Во такви услови, контрола на потрошувачката се обезбедува со примена на методите на раководење со оптоварувањата на крајните потрошувачи, кои се чини дека се пожелни апликации во Европа, отколку потесниот концепт на автоматизацијата.

Овој труд предлага два прототип система за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи. Едниот, за примена во руралните области, е потполно ист со прототип системот за Северна Америка, прикажан на сликата 2. Другиот, за примена во европските градови, е прикажан на сликата 3.



Слика 2. Структурна шема на прототип системот за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи во Северна Америка



Слика 3. Структурна шема на прототип системот за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи во Европа

4. ЗАКЛУЧОК

Во трудов се презентирани повеќе шеми на прототип системи за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи. Постојат повеќе начини за имплементација на овие шеми. Начинот кој што се препорачува во овој труд е секоја дистрибуција да одбере почетна шема, која најдобро ќе одговори на нејзините моментални потреби и ќе обезбеди максимум користи во однос на иницијалните трошоци. Избраната почетна шема мора да претставува основа на флексибилен и компатибилен систем за автоматска контрола и управување, што во иднина ќе овозможи развој на системот до потполна автоматизација. Предложените шеми, условно наречени шеми за примена во Северна Америка и Европа, се солидни примери на основни, почетни, шеми на прототип системи за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи. Понатаму, за развој на системот, дистрибуцијата треба да изготви неколку сценарија за чекор-по-чекор воведување на поедините функции на автоматизацијата. Секој чекор може да содржи една или повеќе меѓузависни функции. За секое од сценаријата, потребно е да се обработат специфичните модели за оперативните услови, доверливоста и економиката, кои ќе бидат основа за евалуација на соодветните користи/трошоци. Сериозната компаративна анализа на користите/трошоците за поедините сценарија ќе ја одреди динамиката на развојот на автоматизацијата во специфичната дистрибуција.

5. ЛИТЕРАТУРА

- [1] V.Borozan, M.E.Baran, "A Prototype Distribution Automation System", *Project for the Electric System Technology Institute, ABB Power T&D Company Inc.*, February - July 1997, Raleigh, USA.
- [2] B.R.Williams, D.G.Walden, "Distribution Automation Strategy for the Future", *IEEE Computer Applications in Power*, July 1994, pp.16-21.
- [3] D.L.Brown, J.W.Skeen, P.Daryani, F.A.Rahimi, "Prospects for Distribution Automation at Pacific Gas & Electric Company", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 6, No. 4, October 1991, pp.1946-1953.
- [4] D. Shirmohammadi, W.H. Edwin Liu, K.C. Lau, H. Wayne Hong, "Distribution Automation System with Real-Time Analysis Tools", *IEEE Computer Applications in Power*, April 1996, pp.31-35.
- [5] L.Gelbein, "Distribution Automation Increases Reliability", *Transmission & Distribution World*, October 1996, pp.38-41.
- [6] T.L.Yaryan, "Integrated Systems Tie Utility Together", *Transmission & Distribution World*, September 1996, pp.42-46.
- [7] M.A.Hughes, "Distribution Automation to Improve Customer Service in the United Kingdom", *Proc. of IEE 2nd International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management*, December 1993, Hong Kong, pp.31-36.
- [8] B.Taylor, C.S.Crompton, M.Smit G.J.Redmile, D.J.Moss, J.M.Reeve, "A Hierarchical System for District and Central Control of Power Transmission and Distribution", *Proc. of the 2nd International Conference on Power System Monitoring and Control*, IEE Publ.No. , 1989, pp.89-95.
- [9] J.W.Townsend, P.W.Cox, "Distribution Management Systems", *Proc. of the 3rd International Conference on Power System Monitoring and Control*, IEE Publ. No.336 , pp.103-108.
- [10] L.J.Ahlmark, B.L.Nilsson, "Control and Supervision of Stockholm Electric Power Distribution System", *Proc. of the 2nd International Conference on Power System Monitoring and Control*, IEE Publ.No. , pp.74-79.
- [11] V.Biscaglia, G.Demartini, C.Mirra, M.Silvestri, G.Urbanelli, "ENEL Launches Network Distribution Control Center", *Transmission & Distribution World*, December 1996, pp.32-38.

Др. Весна Борозан, дипл.инж.
Електротехнички факултет, Скопје

Dr. Mesut E. Baran
NCSU, Raleigh, NC, USA

Dr. Damir Novosel

Dr. Khoi T. Vu
ESTI, ABB Power T&D Company, Raleigh, USA

АВТОМАТСКА РЕГУЛАЦИЈА НА НАПОНИТЕ И РЕАКТИВНИТЕ МОЌНОСТИ ВО ДИСТРИБУТИВНИТЕ СИСТЕМИ

СОДРЖИНА

Интегрираната регулација на напоните и реактивните моќности, или, интегрираната Volt/Var регулација, е важна и една од најпожелните функции на модерните системи на автоматско управување со дистрибутивните системи. Оваа функција комплексно ги опфаќа регулациите на напоните и на реактивните моќности во дистрибутивните системи и обезбедува нивна координација. Додека, успешноста на вообичаените локални автоматски регулатори, кои независно ги контролираат регулаторите на напон, односно превклучливите кондензаторски батерии, е ограничена со меѓузависноста на контролираните големини. Во трудов е опишана работата врз развивањето на интегриран Volt/Var регулатор, наменет за вклопување во децентрализиран систем за автоматско управување со дистрибутивните системи, [1]. Со регулацијата предвидено е да бидат опфатени една трансформаторска станица ВН/СН и припадните СН изводи. Во трудов, исто така, се наведени некои од резултатите од тестирањата на разгледуваните регулациони шеми.

ABSTRACT

An Integrated Volt/Var control is an important and one of the most desirable functions of a modern distribution automation system. This function deals with the complexity of voltage and reactive power control in distribution systems. This complexity usually limits the capabilities of local automatic controllers which typically monitor voltage regulators and switched capacitors. This paper describes the development of an Integrated Volt/Var controller for integration in a decentralized Substation Based Distribution Automation System. The paper also includes some of the testing results of the control schemes concurrently considered.

Клучни зборови: дистрибутивен систем, автоматско управување, интегрирана Volt/Var регулација, интегриран Volt/Var регулатор.

ВОВЕД

Во дистрибутивните мрежи е вообичаена пракса да се поставуваат трансформатори ВН/СН со променлив преносен однос под товар и/или регулатори на напонот, со цел да се регулира напонот на секундарната страна од трансформаторската станица ВН/СН и/или во поедини точки од мрежата. Ваквите уреди, со заедничко име, ќе ги нарекуваме регулатори на напонот, (РН). Исто така, вообичаена пракса е да се поставуваат и превклучливи кондензаторски батерии, (ПКБ), на секундарната страна од трансформаторската станица ВН/СН и/или по должината на СН изводи, со цел да се контролира факторот на моќност на ВН страна од трансформаторската станица, односно реактивните моќности, а со тоа и загубите, во мрежата.

Конвенционално, овие два вида на уреди, РН и ПКБ, се управуваат одделно. РН најчесто се управувани од аналогни управувачи, кои користат мерења на напонот како повратен сигнал. ПКБ се управувани со помош на механички склопки, врз основа на вкупната вредност на оптоварувањето или според однапред подесени превклопни часовници. Потребно е да се забележи дека, при секое дејствување на овие два вида на уреди тие влијаат едни на други, бидејќи нивните контролни големини, напонот и реактивната моќност, се меѓузависни. Имајќи во предвид уште дека приликите на СН дистрибутивни изводи често се менуваат со текот на времето, многу е тешко да се одреди оптимална управувачка стратегија за овие уреди. Заради тоа, во пракса, овие уреди се управуваат на конзервативен начин, за да се избегне нивното прекумерно и непотребно дејствување. Прекумерното дејствување на уредите го скратува нивниот животен век и бара често одржување. Особено, прекумерното дејствување на ПКБ предизвикува појава на фликери и транзиентни пренапони. Од друга страна, пак, конзервативното управување на овие уреди значително ја намалува нивната ефективност.

Заради сето досега изнесено, многу е пожелно да се има интегрирана управувачка процедура, која ќе води сметка за интерактивното дејствување на РН и ПКБ и која ќе ги управува овие уреди заедно, на оптимално ефективен начин. Вакви управувачки процедури, во литературата, се нарекуваат интегрирани регулатори на напоните и реактивните моќности, или, интегрирани Volt/Var регулатори. Трудот презентира извадоци и резултати од истражувачката студија која имаше за цел развивање на еден интегриран Volt/Var регулатор, [1].

Некои дистрибуции веќе имаат применето интегрирани Volt/Var регулатори, односно, функцијата интегрирана Volt/Var регулација ја имаат вклучено во нивните системи за автоматска контрола и управување. Уште повеќе, тие веќе ги објавуваат искуствата и користите од примената на оваа функција на автоматизацијата. Во текот на работата, ние ги разгледувавме искуствата на дистрибуциите на B.C.Hydro, [2], Northern States Power Company, [3] и [4], Public Service Company of Colorado, [5], United Illuminating Co., [6], и Southern California Edison Company, [7]. Притоа, најважно беше да се согледаат потребите на одделни дистрибуции и можностите интегрираната Volt/Var регулација практично да ги задоволи поставените барања.

Во рамките на Студијата [1], развиен е интегриран Volt/Var регулатор, чие функционирање се заснива на однапред утврдени правила, таканаречен “rule based” регулатор. Тој е наменет да биде вклопен во децентрализиран систем за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи, во кој основните управувачки центри се сместени на нивото на трансформаторските станици ВН/СН. Во овој случај со регулацијата би биле опфатени една трансформаторска станица ВН/СН и припадните СН изводи.

1. ИНТЕГРИРАН Volt/Var РЕГУЛАТОР

1.1. Цел на оптимизацијата

Познато е дека интегрираната Volt/Var регулација, во рамките на системот за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи, овозможува намалување на потрошувачката и/или загубите на енергија, како и подобрување на напонскиот профил. Интегрираниот Volt/Var регулатор, за кој овдека станува збор, е изведен со цел за максимално намалување на загубите на енергија, додека напоните се чуваат во одредени граници:

Цел:

- Максимално намалување на загубите.

Ограничувања:

- $V_{\min} \leq V(t) \leq V_{\max}$,
- Број на операции на една ПКБ во текот на денот ≤ 4 ,
- Факторот на моќност на ВН страна од трансформаторската станица ВН/СН $\geq 0,95$

1.2. Расположиви податоци во реално време

Нашиот интегриран Volt/Var регулатор може да се примени на два модела расположиви податоци во реално време:

ДС Модел 1: Директни мерења на напонот на крајот од изводот, (V_{end})

- kW, kVar, напон, на примараната страна од трансформаторската станица ВН/СН,
- kW, kVar, кај инсталираните ПКБ,
- напон, кај неколку избрани потрошувачи;

ДС Модел 2: Нема директни мерења на напонот на крајот од изводот

- kW, kVar, напон, на примараната страна од трансформаторската станица ВН/СН,
- kW, kVar, напон, кај инсталираните ПКБ.

1.3. Развој на интегрираниот Volt/Var регулатор

Кога проблемот на регулацијата на напоните и реактивните моќности во дистрибутивните системи се обидуваме да го решиме со помош на едноставен алгоритам, чие функционирање се заснива на однапред утврдени правила, тешко може да се очекува достигнување на глобалното оптимално решение. Во ваков случај, поважно е да се инсистира на едноставноста и ефикасноста на алгоритмот, отколку на прецизна оптимизација.

Познавајќи ја природата на проблемот, прв чекор кон постигнување на наведената цел е развојување на проблемите на регулацијата на напонот и регу-

лацијата на реактивните моќности. Ставот, дека овие два проблема можат да бидат раздвоени, без поголеми последици по точноста на резултатот, докажан е, меѓу другото и во литературата [8].

При раздвоеното претставување на проблемот, регулацијата на напоните е задача на РН. Регулационото дејство на РН е одржување на напонскиот профил по должината на СН извод, во тесни граници. Во повеќето практични случаи работниот напон, V_{op} , во секој потрошувачки јазол i , $V_i(t)$, може да биде регулиран така, во било кое време t , да биде задоволен следниов услов:

$$V_i(t) = V_{op} \quad , \quad V_{min} \leq V_{op} \leq V_{max} \quad (1)$$

Подесувањето на работниот напон кај потрошувачите на различни вредности може да игра улога на раководење со оптоварувањата. При тоа, треба да се има во предвид зависноста на оптоварувањето од напонот. Така, ако целта на регулацијата е минимизација на потрошувачката, работниот напон кај потрошувачите треба да биде што понизок, тесно приближувајќи се кон вредноста V_{min} . Додека, пак, минимизацијата на загубите бара поинакво подесување на работниот напон. Имено, зависноста на загубите од напонот е таква што загубите можат да се менуваат во иста, или во спротивна, насока од промената на напонот. Загубите кои се придружени на компонентата од оптоварувањето, која се нарекува “константна импеданса”, зависат правопрпорционално од напонот, загубите придружени на компонентата “константна моќност”, обратнопрпорционално, а загубите придружени на компонентата “константна струја”, воопшто не зависат од напонот. Заклучокот од оваа квалитативна анализа е дека за секој дистрибутивен систем постои одредена точка до која зголемувањето на напонот резултира со намалување на загубите. Оваа точка го одредува работниот напон, кој што е цел на РН регулацијата.

Одржувањето на напоните на скоро константна вредност, во околината на зададената вредност V_{op} , претставува услов за раздвојување на проблемите на регулацијата на напонот и регулацијата на реактивните моќности. Во услови на регулирани напони, регулацијата на реактивните моќности може да се разгледува одвоено. Оваа регулација се поставува како задача на инсталираните ПКБ. Оптималното вклучување/исклучување на ПКБ обезбедува управување со реактивните моќности, кои се контролирани во повеќе точки од изводот. При тоа, целта на оптимизацијата, во секое време t , е следнава:

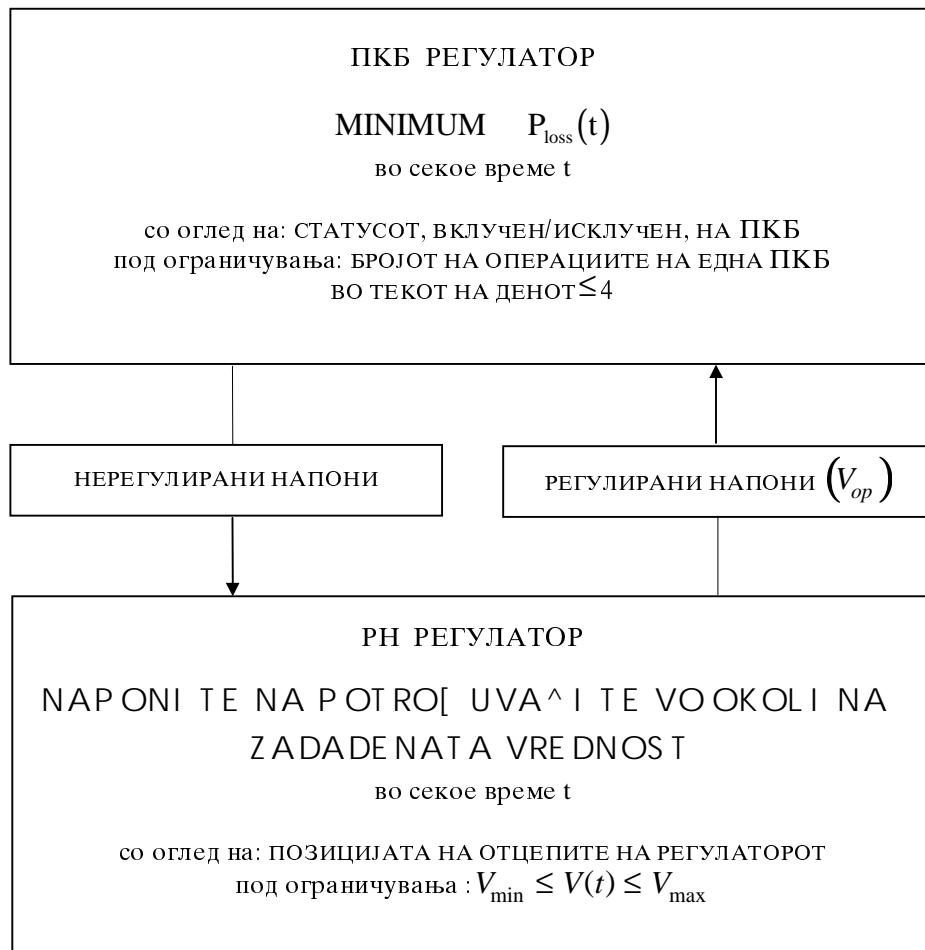
$$\text{MINIMUM } P_{loss}(t) \quad (2)$$

каде, $P_{loss}(t)$ е временската функција на загубите на активна моќност во изводот.

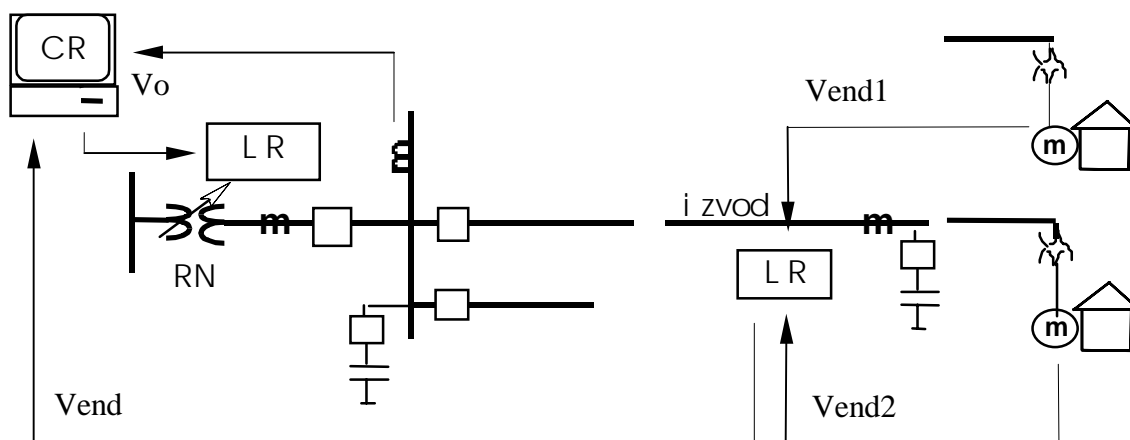
Блок дијаграмот на интегрираниот Volt/Var регулатор, базиран на раздвоеното претставување на проблемот, е прикажан на сликата 1.

1.4. РН регулатор

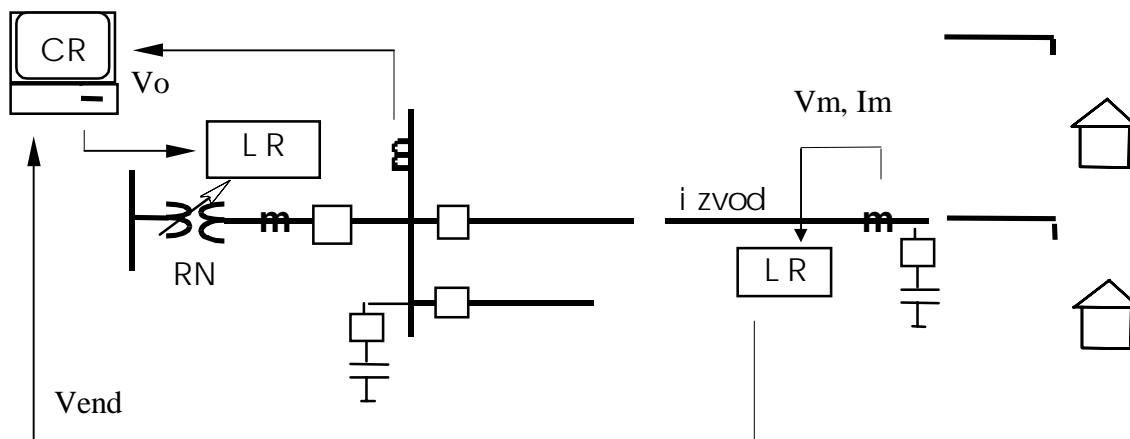
Развиени се две РН контролни шеми, кои одговараат на наведените модели на расположивост на податоците во реално време. Шемата прикажана на сликата 2 се применува кога постојат мерења на напоните во избрани потрошувачки локации, (ДС модел 1). Шемата прикажана на сликата 3, соодветствува на моделот во кој не постојат вакви мерења, (ДС модел 2). На сликите, со ЦР е означен централниот Volt/Var регулатор, а со ЛР, локалните регулациони уреди со извесна интелигенција.



Слика 1. Блок дијаграм на интегрираниот Volt/VAr регулатор



Слика 2. РН регулатор за ДС моделот 1

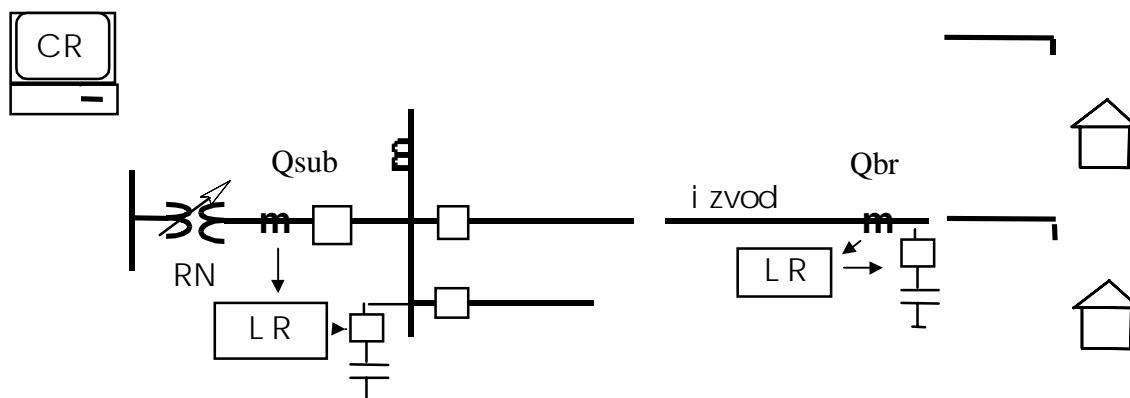


Слика 3. PH регулатор за ДС моделот 2

1.5. ПКБ регулатор

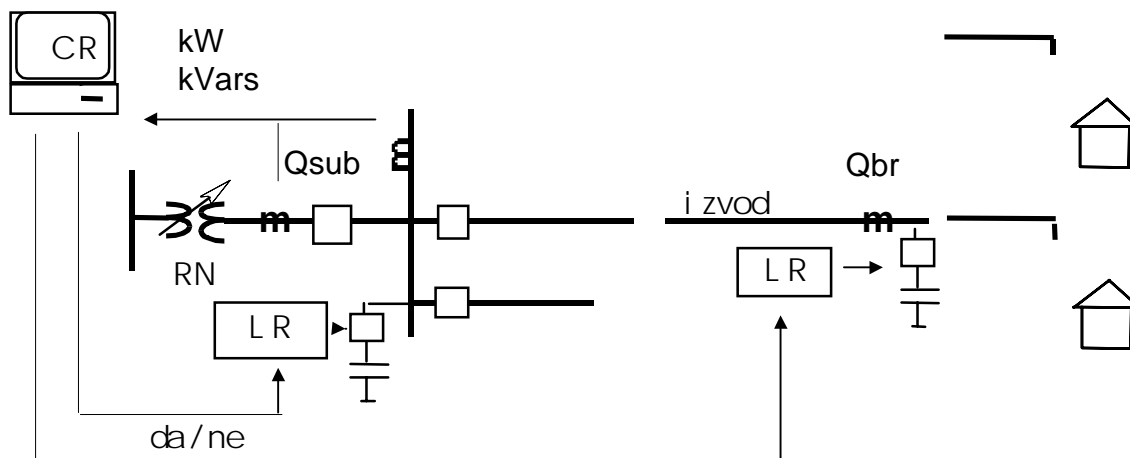
За оптимална компензација на реактивните моќности, по пат на вклучување/исклучување на ПКБ, при што треба максимално да се намалат загубите на енергија, испробани се три контролни шеми.

Првата шема, ПКБР1, не бара комуникација помеѓу централниот Volt/Var регулатор, (ЦР) и локалните регулатори, (ЛР), на поедините ПКБ, бидејќи одлуката за вклучување/исклучување на ПКБ се донесува од страна на локалниот регулатор. Оваа шема е наречена “локална контрола” и таа е прикажана на сликата 4. Во неа централниот регулатор ја врши функцијата, само, на контрола на физичкото дејствување на поедините ПКБ, следејќи ги промените на реактивната моќност на примарната страна од трансформаторската станица ВН/СН.



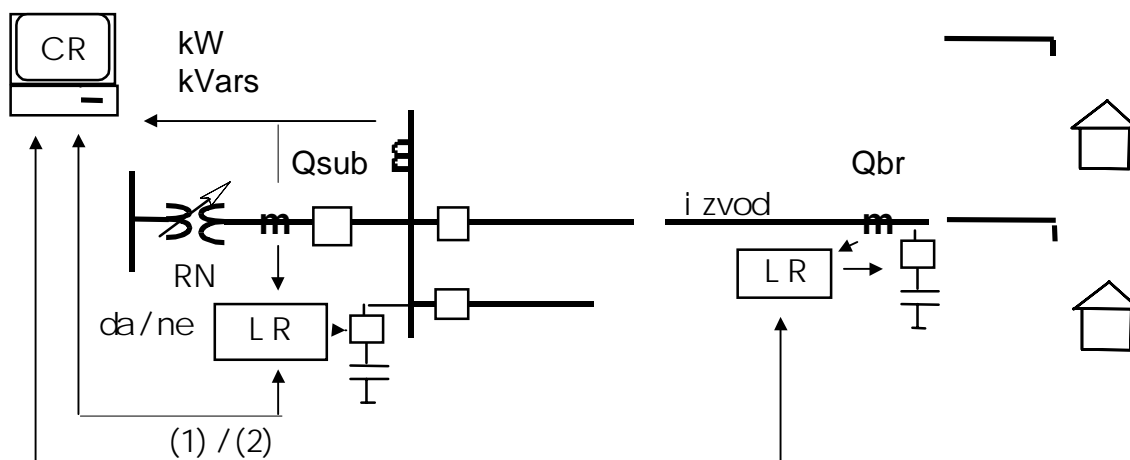
Слика 4. ПКБ регулатор наречен “локална контрола”, (ПКБР1)

Втората шема, ПКБР2, се нарекува “централна контрола на моќноста”. Во оваа шема, сите пресметки, како и донесувањето на одлуки, се врши од страна на централниот регулатор, а на основа на мерењата на реактивната моќност на примарната страна од трансформаторската станица ВН/СН. Понатаму, контролниот сигнал, (ДА/НЕ), се испраќа до локалните регулатори. Оваа шема е прикажана на сликата 5.



Слика 5. ПКБ регулатор наречен “централна контрола на моќноста”, (ПКБР2)

Управувачката процедура на третата шема, ПКБР3, која се нарекува “локална контрола на моќноста”, се извршува и на централно и на локално ниво. Таа е прикажана на сликата 6. За остварување на оваа шема потребна е двонасочна комуникациска врска помеѓу централниот регулатор и локалните регулатори.



Слика 6. ПКБ регулатор наречен “локална контрола на моќноста”, (ПКБР3)

2. ТЕСТИРАЊА И РЕЗУЛТАТИ

Функционалноста на развиените регулациони шеми е испитувана со помош на симулатор на работата на дистрибутивна мрежа, развиен претходно на EPRC, при NCSU. За зададени промени на оптоварувањата на потрошувачите, (трансформаторските станици СН/НН), во текот на 24 часа, симулаторот го емутира дејството на регулаторот и на регулационите уреди, при тоа, одредувајќи го струјниот и напонскиот профил во мрежата.

Како тест примери се користени мрежите IEEE 34 и IEEE 123, од литературата [9]. За потребите на симулациите, тие се лесно модифицирани, така да се формулирани следниве тест-случаи:

- **M1:** IEEE тест систем, со 34 јазли
 - оптоварувања од типот “константна струја”,
 - 1 ПКБ при ТР ВН/СН, 2 ПКБ по должината на СН изводите,
 - најголем пад на напонот во нерегулираната мрежа 0,14 pu;
- **M2:** IEEE тест систем, со 34 јазли и изменети оптоварувања
 - оптоварувања од типот - а) “константна струја”,
б) “константна моќност”,
 - 1 ПКБ при ТР ВН/СН, 2 ПКБ по должината на СН изводите,
 - најголем пад на напонот во нерегулираната мрежа 0,065 pu;
- **M3:** IEEE тест систем, со 123 јазли
 - оптоварувања, комбинација од сите три типови,
 - 4 ПКБ по должината на СН изводите,
 - најголем пад на напонот во нерегулираната мрежа 0,095 pu.

Тежината на задачата, поставена пред регулаторите, може да се насети, ако се знае дека дозволеният пад на напон во мрежите изнесуваше околу 0,065 pu. Имено, највисокиот дозволен напон во мрежата беше 1,05 pu, ($V_{\max}=1,05$ pu), а најнискиот 0,985 pu, ($V_{\min}=0,985$ pu). Според тоа, регулацијата на тест-мрежите M1 и M2 претставува вистински предизвик. Покрај одржувањето на напонот во дозволените граници, цел на регулацијата беше и минимизацијата на загубите на енергија во текот на разгледуваниот период.

Наведените цели се обидуваме да ги постигнеме со помош на следниве шеми:

- **Конвенционална регулација, [10]**
 - РНР за напонот на ТР ВН/СН,
 - локална регулација на ПКБ при ТР ВН/СН, во однос на реактивната моќност,
 - локална регулација на ПКБ по должината на СН изводите, во однос на напонот.
- **ПКБ регулација**
 - ПКБР1,
 - ПКБР2,
 - ПКБР3.
- **Интегрирана Volt/Var регулација**
 - РНР+ПКБР1,
 - РНР+ПКБР2,
 - РНР+ПКБР3.

Резултатите од бројните изведени симулации се сумирани во табелите I и II. Табелата I ги содржи загубите на енергија, изразени во kWh, кои се јавуваат во поедините тест-мрежи како резултат на дејствувањето на различните испробани шеми на регулација. Меѓутоа, за да се процени успешноста на поедините регулации, резултатите од табелата I мораат да се разгледуваат во комбинација со резултатите изнесени во табелата II. Овие резултати се однесуваат на најниските вредности на напоните во односните мрежи, изразени во pu. Податок кој што ја дополнува табелата II е дека највисоката дозволена вредност на напонот не е надмината ниту во една од симулациите.

Табела I. Загуби на енергија во тест-мрежите, кои резултираат од различните регулациони дејства

Тест мрежа	Нерегул. мрежа	Конвенц. регулац.	ПКБ регулација			Интегрирана Volt/Var регулација		
			ПКБР1	ПКБР2	ПКБР3	РНР+ПКБР1	РНР+ПКБР2	РНР+ПКБР3
M1	739,8	565,2	622,3	695,6	680,9	596,4	667,2	562,6
M2a	139,5	127,9	118,2	133,1	120,5	113,4	129,2	115,2
M2б	139,5	128,0	118,2	133,1	120,5	113,4	129,2	115,3
M3	874,3	815,1	856,0	870,7	856,0	818,1	834,5	745,8

Табела II. Најниски вредности на напонот во тест-мрежите, кои резултираат од различните регулациони дејства

Тест мрежа	Нерегул. мрежа	Конвенц. регулац.	ПКБ регулација			Интегрирана Volt/Var регулација		
			ПКБР1	ПКБР2	ПКБР3	РНР+ПКБР1	РНР+ПКБР2	РНР+ПКБР3
M1	0,834	0,9156	0,8684	0,8676	0,8684	0,9358	0,9313	0,9409
M2a	0,9041	0,9788	0,9284	0,9350	0,9284	0,9901	0,9867	0,9901
M2б	0,9041	0,9776	0,9283	0,9350	0,9283	0,9894	0,9846	0,9898
M3	0,8976	0,9618	0,9071	0,9013	0,9071	0,9722	0,9621	0,9808

3. ЗАКЛУЧОК

Во трудов е опишано развивањето на еден интегриран Volt/Var регулатор, наменет за примена во рамките на децентрализиран систем за автоматска контрола и управување со дистрибутивните системи. Со регулацијата предвидено е да бидат опфатени една трансформаторска станица ВН/СН и припадните СН изводи. Функционирањето на регулаторот се заснива на однапред утврдени правила.

Во текот на работата развиени се повеќе регулациони шеми за постигнување на целта, која се состои во **одржување на напонот во зададените граници и минимизација на загубите на енергија** во СН дистрибутивни мрежи. Функционалноста на поедините шеми е испитана по пат на симулација на дејствата на регулаторите врз неколку тест-мрежи. Резултатите од симулациите покажуваат дека интегрираниот Volt/Var регулатор, или попрецизно, регулационата шема РНР+ПКБР3, е апсолутно најуспешна во постигнување на поставената цел.

Резултатот од испитувањата не е неочекуван, кога се има во предвид дека регулационата шема РНР+ПКБР3 содржи најголеми барања во поглед на опремите за комуникации и мерења. Но, вложувањето во опремата, покрај постигнувањето на основната цел, донесува и некои додатни користи, како што се:

- **Раководење со оптоварувањата** - можност за менување на целта на регулацијата, (намалување на потрошувачката, или, намалување на загубите), со промена на некои параметри, од централниот компјутер;
- **Квалитет на испорачаната електрична енергија** - одржување на рамен напонски профил по целата должина на изводот;

- **Намалување на оперативните трошоци** - далечинско дијагностичко тестирање на исправноста на ПКБ;
- **Одлагање на трошоците за одржување** - координација на работата на РН и ПКБ и одбегнување на непотребните превклучувања.

4. ЛИТЕРАТУРА

- [1] V.Borozan, M.E.Baran, "A Prototype Distribution Automation System", *Project for the Electric System Technology Institute, ABB Power T&D Company Inc.*, February - July 1997, Raleigh, USA.
- [2] A.Dwyer, "Energy Loss Impact of Capacitors Applied for Line Voltage Boost", *Canadian Electrical Association*, March 1994, Toronto.
- [3] I.Roytelman, B.K.We, R.L.Lugtu, "Volt/Var Control Algorithm for Modern Distribution Management System", *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol.10, No.3, August 1995, pp.1454-1460.
- [4] I.Roytelman, B.K.We, R.L.Lugtu, "Pilot Project to Estimate the Centralized Volt/Var Control", *1997 PICA*, US, August 1997, pp.340-345.
- [5] "Automated Feeder Capacitor Control at Public Service Company of Colorado", *A Seminar*, 1997.
- [6] A.J.Boutsoulis, "Substation SCADA Automates VAR Control", *Transmission & Distribution*, October 1995, pp.44-50.
- [7] B.R.Williams, "Distribution Capacitor Automation Provides Integrated Control of Customer Voltage Levels and Distribution Reactive Power Flow", *1995 PICA*, Salt Lake City, US, 1995, pp.215-220.
- [8] J.J.Grainger, S.Civanlar, "Volt/Var Control on Distribution Systems with Lateral Branches Using Shunt Capacitors and Voltage Regulators: Part I - III", *IEEE Trans. on PAS*, Vol. PAS-104, No.11, November 1985, pp.3278-3297.
- [9] IEEE Distribution Planning Working Group, "Radial Distribution Test Feeders", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6, No.3, August 1991, pp.975-985.
- [10] M.E.Baran, M-Y.Hsu, "Volt/Var Control at Distribution Substations", *Final Report*, NCSU, January 1997.

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ
СКОПЈЕ

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО СИГРЕ

Благој Гајдарџиски дипл. инж.
Ј.П. “ Електростопанство на Македонија “
Подружница “ Електродистрибуција “ - Скопје
Сектор за Развој и Инвестиции

**ОСНОВНО СНАБДУВАЊЕ НА СКОПЈЕ
СЕГАШНОСТ И ПРЕДВИДУВАЊА**

СОДРЖИНА

Во рефератот е направен осврт на досегашниот повеќегодишен развој на електродистрибутивните објекти во Скопското конзумно подрачје. Развојот во основа се базира на концепциите утврдени со студијата “ Идеен Проект “ за развој за период 1973-2000 и Студијата за развој за период од 1985-2000.

Реалните остварувања во однос на прогнозираните потреби од енергија и прогнозираната моќност се значително пониски. Така во 1995 г. оптоварувањата се околу 56 % од прогнозираните.

Досегашната изградбата на објектите поаѓаше од утврдените реални потреби на потрошувачите и доискористување на постоечките објекти.

Со оглед дека времето за кое се изработени студиите веќе истекува, се наметнува потребата од изготвување на нови прогнози кои што ќе обезбедат вклучување на постоечките со новите објекти, а секако и нови посовремени решенија воведувајќи вкупна модернизација на електродистрибутивниот систем.

CONTENTS

In this work we have made a review of the accomplished development of the elektrodistributive objects in the consumers area of Skopje. The Development is based on the concepts established with the study “ Future Project “ for development which is made for the period between 1973-2000 and the study for the development from 1985-2000. The real accomplishments in relation to the prognosed needs of energy and the prognosed

power are considerably lower. For example 1995 the overloadings are about 56% from the prognoses. The recent building of objects was performed according to the established and realistic needs of the consumers and the maximal using of the available objects. Taking into consideration the facts that the period that was covered by the studies is coming to its end, there is a need to make new forecast which will enable connection between the present and the new objects. It will also give some new contemporary solutions and an introduction of complete modernisation of the elektrodistributive system.

ключни зборови : студија, прогноза, потрошувачка, моќност, енергија
key words : study, forecast, consumption, power, energy,

ВОВЕД

На потрошувачите од скопското конзумно подрачје минатата година е испорачано 1.570.000 MWh електрична енергија односно околу 35% од вкупната електродистрибутивна потрошувачка во земјава. Како главен град на државата се наметнуваат и посебни обврски за редовно и квалитетно снабдување на потрошувачите со електрична енергија.

ПРОГНОЗА И ОСТВАРУВАЊА

Повеќегодишниот развој на електродистрибутивните објекти за основно снабдување на скопското конзумно подрачје поаѓаше од задоволување на потребите на потрошувачите, а врз Студиските концепции утврдени со Идејниот Проект за развој изработен во фази со базни показатели од 1973 год. и прогноза до 2000 година како и Студијата за развој на високонапонската мрежа за период 1985-2000 година. Можеме да констатираме дека предвиденото време со студијата и идејното решение веќе изминува, односно проектот е надминат.

Како главни студиски концепции применувани во праксата се: директната трансформација од 110/10 kV, доискористување на постоечките објекти, економичен избор на моќностите на енергетските трансформатори, концепциско решение за постројките за основно снабдување, избор и пресек на енергетските кабли, избор и наредување на заштитата и избор на останатите елементи од енергетската мрежа.

Заради сигурност во напојувањето на потрошувачите во студиите се разгледувани случаи на таканаречен “самостоен погон” на напојните точки кога инсталираната моќност (со можен претовар) има резерва да ги снабди потрошувачите, а при исклучена една единица и таканаречен “несамостоен погон” кога трафостаницата мора да се растерети преку 10 kV електрична мрежа во случај на испаѓање на еден од трансформаторите (n-1) принцип.

Познато е дека за дефинирање на идниот развој на електричната мрежа нужно е потребно да се определи потребната електрична моќност и енергија. При прогнозата се користени податоци за остварувањата во изминатиот период, прогноза по методологии познати во литературата, споредувања со прогнози во други конзумни подрачја во странство, урбанистичките планови, оценки за доходот на населението, воведување на други алтернативни извори и друго. Карактеристично за развојот на

потрошувачката на електрична енергија на Скопје после ослободувањето е годишниот пораст од над 20 %, а во првите години после земјотресот и повеќе од 25 %, што предизвикало изградба на брзи санациони решенија без соодветни технокономски анализи.

Неколку години пред базната 1973 г. конзумот се смирува на околу 5 % годишен пораст на електрична енергија и 8 % пораст на моќноста . Во далечната базна 1973 година е остварена потрошувачка од 419.000 MWh и врвно оптоварување од 102 MW.

И при иземање на екстремните скокови на пораст на потрошувачката сепак и за триесет годишниот период пред базната 1973 г. се добива просечен годишен пораст од над 16% што во динамичен стопански и економски развој не може лесно да се занемари. Со примена на методологијата за прогноза е добиен еден просечен годишен пораст од околу 10 %, односно во песимистичката варијанта потрошувачката на електрична енергија во 1995 година да изнесува 2.900 MWh, и моќност 560 MW. Спрема идејното решение во 2000 година е прогнозиран конзум од 4.100 MWh, и врвна моќност од 760 MW, со употребно време 5.500h. (во варјантите има и значително поголеми вредности). Загубите на електричната моќност се прогнозирани на 7 %.

Како информација да изнесам дека проектантите се одлучиле за таква прогноза бидејќи дотогашниот просечен пораст во шеесетите години по земји изнесувал : Германија 7.2 %, Франција 7.5 %, Советски Сојуз 11.5 %, Бугарија 18.1 %, Полска 9.1 %, Романија 14.1 % и Југославија 10.7 %.

Резултатите од прогнозите се споредувани со прогнозите за развој на електродистрибутивните конзуми на Сарајево и Белград и оценети како реални. Да споменеме дека според идејните прогнози за Белград е прогнозирано 3.5 kW по жител, за Сарајево 2 kW по жител и за Скопје 1.8 kW по жител.

Со идејното решение се прогнозира дека во планираниот период ќе се задржи истото процентуално учество на категориите на потрошувачка и тоа : индустрија 26 %, домаќинства 54 %, јавно осветление 2% и останато 17 %.

Како што рековме основна концепција на проектот е директна трансформација 110/10 kV, при што се предвидени две основни изведби на трансформаторските станици и тоа : како класичен тип (воздушно изолиран за надворешна монтажа) и метално оклопени со SF6 изолација за внатрешна монтажа. Изборот на видот на постројката зависи пред се од просторните можности споредени со економски финансиските пресметки и урбанистичките услови. При економско финансиските пресметки предвидено е животниот век на трансформаторската станица да изнесува 30 год.

Во досегашниот развој SF6 изолирани - метално оклопени постројки не се изградени. Брзиот пораст на конзумот и густината на потрошувачите според новите урбанистички планови, немањето на слободен простор и потребата напојната точка да биде во ценатрот на конзумот посебно во централното градско подрачје ја наметнуваат потребата за градба на вакви напојни точки.

За задоволување на прогнозираните моќности на конзумот анализирани се варијанти секоја трансформаторска станица да има инсталирано 2 единици од 20 MVA, при што во крајна етапа би требало да се изградат 21 трафостаница 110/10 kV. При варјанта од 3 трафо единици од 40 MVA во крајна етапа треба да се изградат 14 трафо единици. После разгледување на повеќе варјанти со различна единечна моќност на трансформаторите проектот се определува во крајна фаза да реализира 13 трафо

станции од кои 8 со три трансформатори од 40 MVA, и 5 трафо станици со 2 трансформатори од 20 MVA. При оваа варјанта инвестиционите вложувања се најниски.

Сепак реализацијата на проектот не се одвива според предвидувањата туку согласно со реалните текови при што сите потреби на потрошувачите беа целосно задоволени. Проектот со долгорочна прогноза може да се очекува дека во крајна фаза тргнува од скептични претпоставки па нема да ги задоволи потребите на потрошувачите или ќе биде пооптимистички а да обврзува за донесување на одлуки за главни проекти и изведба да се имаат во предвид реалните состојби.

Реалната остварена состојба во 1995 година изнесува :

-вкупна потрошена количина на електрична енергија за скопското дистрибутивно подрачје 1.423 MWh

-едновремена врвна моќност од 360 MW.

Во 1995 година во погон се 5 трансформаторски станици со трансформација 110/35/10 kV, 5 трансформаторски станици со преносен однос 110/10 kV и 14 ТС со преносен однос 35/10 kV. Вкупната инсталирана моќност во ТС 110/35/10 kV изнесува 277,5 MVA додека во ТС 35/10 kV има инсталирана моќност од 195 MVA. Во трансформаторските станици 110/10 kV имаме инсталирано 274 MVA. Некои од овие трафостаници се значително оптеретени како на пример трафостаницата “ Васил Главинов “ во времето на максимале товар е оптоварена со 80 % , потоа “ Ѓ. Петров ” и “ Козле “ со 70 %.

Карактеристичен показател е времетраењето на максималното оптоварување во денот кога била максималната потрошувачка кое изнесувало цели 18 часа.

Доискористувањето на старите трансформатори некои тронамотајни, и нужноста од задоволување на вонградскиот конзум со 35 kV трафостаници може да се согледа низ факторот на нивното искористување при максимален товар. Така “ Централна “ е оптоварена со околу 80 % , “ Усје “ со 75 % , “ Индустриска “ со 90 % , “ Кисела Вода “ со 98 % , “ Маџари “ со 108 % , Илинден со 114 % , “ Драчево 1 “ со 90 % , “ Петровец “ со 80 % ., “ Кондово “ со 120 % , при што треба да се напомене дека кај некои од овие објекти веќе се превземени мерки за зголемување на инсталираната моќност. Големо влијание за некои од овие градски трансформаторски станици ќе имаат напојните стари кабловски врски. Сите досега превземени мерки посебно во последно време, обезбедија потрошувачите да бидат задоволни во снабдувањето со ел. енергија.

На оние микролокалитети каде трафостаниците 35/10 kV се со големи инсталирани моќности според проектот и нашите денешни сознанија созрани се условите за донесување на 110 kV напон.

Од планираните со проектот макролокации за трафостаници 110/10 kV досега не се реализирани следните конзумни реони : “ Централна “ (со евентуално проширување на микролокацијата), “ Индустриска II и III “ (ако учеството на домаќинствата во потрошувачката е околу 80 % и тенденцијата да се градат мали фабрики и погони одалечени од индустриската зона - нужна е анализа), “ Зајчев Рид ” (Согласно новите идеи во урбанистичкиот план кој се изготвува) , “ Топаанско Поле “ и “ Маџари “.

При идните прогнози на конзумот треба де се има предвид и Студијата за развој на енергетиката во Македонија до 2020 г. што ја изработи Македонската Академија на Науките.

ЗАКЛУЧОК :

На крај да заклучам дека веќе немаме Идеен проект за развој на електродистрибутивната мрежа на Скопје. Во изготвување е новиот урбанистички план поради што е појавена потреба од изготвување на проекти за идниот електродистрибутивен развој кој ќе придонесе за оптимално усогласување на постојните и идните мрежи. Реализацијата секако ќе произлезе и од конкретните согледувања кои се диктирани од секојдневниот живот. Ако се има предвид дека за изготвување на студија или идеен проект е потребно време од најмалку една година, тоа значи дека треба да планираме работите да ги започнеме сега. Новите студии секако треба да предвидат нови современи решенија, модернизирање и автоматизација на процесот на дистрибуција на електричната енергија.

Користена литература :

- Идејно решение на електричната мрежа на град Скопје - Институт за Електропривреда Загреб, 1977г.
- Студија за развој на електричната мрежа на Скопје – Електромакедонија, 1987г.