



**ХИМИКОТЕХНОЛОГИЧЕН И МЕТАЛУРГИЧЕН
УНИВЕРСИТЕТ – СОФИЯ**
**ДЕПАРТАМЕНТ ПО ФИЗИКОМАТЕМАТИЧНИ И
ТЕХНИЧЕСКИ НАУКИ**
СЕКЦИЯ „ЕЛЕКТРОТЕХНИКА И ЕЛЕКТРОНИКА”

Маг. инж. Йоана Неделчева Бакърджиева

**ОПТИМАЛНА КОНФИГУРАЦИЯ И СЕКЦИОНИРАНЕ В
РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ С ДЕЦЕНТРАЛИЗИРАНИ
ИЗТОЧНИЦИ**

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

на дисертация

за придобиване на образователната и научна степен „доктор”
по професионално направление 5.2. „Електротехника, електроника и автоматика”
(Електротехнологии)

Научен ръководител: **доц. д-р Антон Георгиев Андонов**

Научно жури:

1. доц. д-р Андрей Димитров Мирев - председател
2. проф. д-р Румен Димитров Каров - рецензент
3. доц. д-р Атанас Колев Иванов - рецензент
4. доц. д-р Пенчо Венков Георгиев
5. доц. д-р Антон Георгиев Андонов

С О Ф И Я
2014

Дисертационният труд е описан на 137 страници, съдържа 60 фигури и 7 таблици. Цитирани са 206 източника. В автореферата всички означения, номерация на формулите, фигурите и таблиците са в съответствие с означенията, приети в дисертацията.

Представеният дисертационен труд е обсъден и приет за защита на заседание на разширен научен съвет на научното звено на секция **„Електротехника и електроника”** към Департамент по физико-математични и технически науки, състояло се на 29.04.2014 година.

Публичната защита на дисертационния труд ще се проведе на 26.06.2014 г. от 11:30 часа в зала 424, етаж 4, сграда „А” на ХТМУ.

Материалите са на разположение на интересуващите се на интернет страницата на ХТМУ и в отдел „Научни дейности”, стая 406, етаж 4, сграда „А” на ХТМУ.

1. ОБЩА ХАРАКТЕРИСТИКА НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

Актуалност на проблема

Съвременната тенденция в развитието на електроенергетиката е създаването на активно-адаптивни електрически мрежи, наречени още Smart grid, които позволяват съществено да се повиши надеждността на електроснабдяването на потребителите, да се понижат загубите на електроенергия и да се намали разходът на енергийните ресурси.

Активно-адаптивната електрическа мрежа е единна автоматизирана система, която в реално време управлява режимите при преобразуване, пренасяне и потребление на електрическата енергия, автоматично реагира на настъпващите режимни изменения и смущения, като приема оптимални решения. С използването на съвременни апаратни средства, информационни технологии и системи за управление в Smart grid, се променя концепцията за по-нататъшно развитие на електроенергийната система (ЕЕС).

Необходимостта от реконструкция и модернизация на разпределителната мрежа, наличието на съсредоточени товари от електротехнологични устройства, голям брой присъединени децентрализирани електроенергийни източници (ДЕИ) и тенденциите за изграждане на Smart grid поставят за решаване много съществени въпроси, като:

- Как трябва да се реструктурира разпределителната мрежа за средно напрежение (СН) при изграждане на Smart grid?
- Как да се експлоатира разпределителната мрежа с най-малки загуби на електроенергия и минимална недоставена електроенергия при аварийни прекъсвания?
- Как да се постигнат основните изисквания към Smart grid за автоуправляемост, удобство и безопасност при експлоатация?

Тези въпроси са актуални и техните отговори са от значение за съвременното развитие на Smart grid.

Направеният литературен обзор показва, че научни изследвания, отнасящи се до Smart grid, през последните години се водят интензивно в много тематични направления. Няма обаче публикувани данни за реструктуриране на схемите на разпределителните мрежи за постигане на основните изисквания при изграждане на Smart grid. Няма предложен подход, критерии и методика за съставяне на оптимална конфигурация и за намиране на възлите за секционирание в разпределителните мрежи.

Въз основа на направения обзор и описаното състояние на проблема се конкретизират предметът на изследването, основната цел, проблемите и научната задача:

Предмет на изследването в дисертацията са разпределителните електрически мрежи с присъединени ДЕИ.

Основната цел на изследването е да се предложи методика и алгоритми за оптимално реструктуриране и секционирание на разпределителни мрежи без и с ДЕИ.

Най-съществените **проблеми** при достигане на основната цел са следните:

- Разпределителната мрежа за СН по принцип е отворена и потребителите са едностранно захранени. Тяхното двустранно захранване е едно от основните изисквания за изграждане на Smart grid. Няма изследвания за оптимални схеми за реструктуриране на разпределителните мрежи, като начален етап от изграждането на Smart grid.
- Няма изследвания и обобщения до каква степен едно реструктуриране на съществуващата разпределителна мрежа за СН няма да наруши изискванията на действащата нормативна уредба за проектиране и експлоатация на електрическите мрежи.
- Изграждането на автоуправляеми мрежи е лесно приложимо за системообразуващите мрежи, където всички възли са двустранно захранени. По-трудно е осъществима Smart grid в разпределителните мрежи с въздушни електропроводи (ВЕ), където предимно са присъединени ДЕИ, информационната инфраструктура не

е развита и потребителите са едностранно захранени. По тази причина изграждането на активно-адаптивна разпределителна мрежа може да се постигне на няколко етапа.

- Не са известни местата на прекъсване на клоновете на разпределителните мрежи за СН в нормален режим и по какви критерии трябва да се прави техният избор.
- Въвеждането на средства за комутиране предизвиква необходимостта от съгласуване на тяхното действие с настройките на устройствата за релейна защита и автоматика.

Научната задача се състои в следните подзадачи:

- Анализ на схемите на разпределителните мрежи за СН без и с ДЕИ и изследване на възможностите за тяхното реструктуриране като начален етап от създаването на Smart grid;
- Разработване на методика, алгоритми и програмно осигуряване за реструктуриране на разпределителните мрежи за СН;
- Обосновка на критерии за избор на мястото на секционирание в разпределителните мрежи за СН без и с ДЕИ.
- Предлагане на подход, създаване на методика, алгоритми и софтуер за избор на мястото на секционирание на разпределителните мрежи за СН.
- Оценка на възможността за автоматично секционирание в реструктурираните схеми на разпределителните мрежи за СН.
- Съгласуване на действието автоматизирания средства за комутиране с настройките на устройствата за релейна защита и автоматика.

Отсъствието на изследвания в областта на реструктуриране на разпределителните мрежи с ДЕИ, липсата на подход и методика за избор на място на тяхното секционирание и съответната ефективност е потвърждение за съвременността и **актуалността** на темата.

II. СЪДЪРЖАНИЕ НА ДИСЕРТАЦИЯТА

Г л а в а п ъ р в а

1. КОНЦЕПЦИЯ ЗА РЕСТРУКТУРИРАНЕ НА РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ МРЕЖИ ЗА СРЕДНО НАПРЕЖЕНИЕ

Целта в първа глава е да се проучат възможностите за реструктуриране на схемите на разпределителните мрежи за СН, като начален етап от изграждането на Smart grid.

Основните **проблеми** са:

- Няма изградена концепция за развитие на конфигурацията на разпределителните мрежи за СН, като Smart grid.
- Въвеждането на автоматично секционирание в клоновете на разпределителните мрежи е съществен елемент на Smart grid, но изграждането на ДЕИ към същия клон променя условията, по които би трябвало да се избере мястото на секционирание без ДЕИ. Няма критерии за избор на мястото на автоматичното секционирание в разпределителните мрежи без и с ДЕИ.

Набелязаните **задачи** за решаване са следните:

- Анализ на схемите на разпределителните мрежи за СН;
- Концепция за реструктуриране на разпределителните мрежи за СН при изграждане на Smart grid;
- Възможности за секционирание в разпределителните мрежи за СН с различна конфигурация без и с ДЕИ.

Схеми на разпределителни мрежи за средно напрежение без ДЕИ

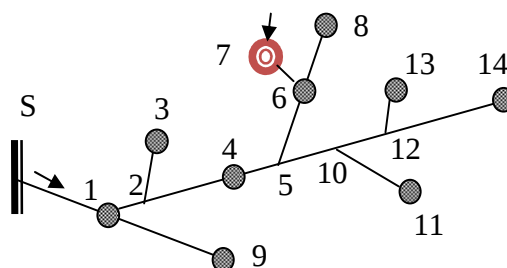
Разпределителните мрежи за СН с ВЕ най-често са радиални и магистрални линии с отклонения и без резервиране с ниска степен на надеждност. В етапа на проектирането не

се ограничава броят на изводите за СН от подстанциите (ПС), но мощността на всеки извод е в границите от 2,5 до 4,5 MW. Обикновено няма връзки между съседните клонове за пренасяне на мощности в аварийни режими.

Схеми на разпределителни мрежи за СН с ДЕИ

Включването на ДЕИ към разпределителната мрежа води до промяна в нейната конфигурация (фиг.1.4). След включване на ДЕИ във възел 7 на присъединителния клон се появява участък с двустранно захранване и възли с едностранно захранване. Пропускателната способност на ВЕ се характеризира с граничната мощност, която може да се пренася в електрическата мрежа, ограничавана от устойчивостта на паралелната работа на генериращите източници или възлите на товарите и допустими токове по нагряване.

Граничната предавана мощност в разпределителни мрежи за СН се определя предимно по условието за допустимо нагряване. В случай на неудовлетворяване на критерия за пропускателна способност на електропроводите, са необходими мероприятия по усилване или реконструиране на мрежата.

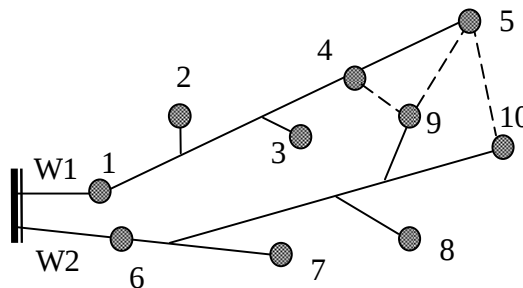


Фиг.1.4. Присъединителен клон на ДЕИ към разпределителна мрежа : S – захранваща ПС

Концепция за преструктуриране на разпределителните мрежи за СН

Едно от основните изисквания при изграждане на Smart grid е двустранно захранване на потребителите чрез промяна на електрическата схема и чрез въвеждане на ДЕИ.

Преминването от отворената мрежа с ВЕ към пръстеновидна се постига с изграждането на връзки за пренасяне на мощност в следавариен режим (фиг.1.14). Независимо дали захранването на клоновете е от една или от различни ПС, вземането на оптималното решение трябва да се извършва с технико-икономическа оценка по предварително избрани критерии. При захранване на клоновете W1 и W2 от една ПС за конфигурацията от фиг.1.14 възниква въпроса дали да се изгради връзка между възел 4 и 9 или 5 и 9 или 5 и 10. Оптималният вариант зависи от големината на електрическите товари във възли 5 и 10, а също от импеданса на линиите. При изграждане на аварийни връзки между крайните възли на клонове от две съседни ПС, изборът на вариант отново е предмет на технико-икономическа оценка.



Фиг.1.14. Схема на аварийни връзки между два клона, захранвани от една ПС

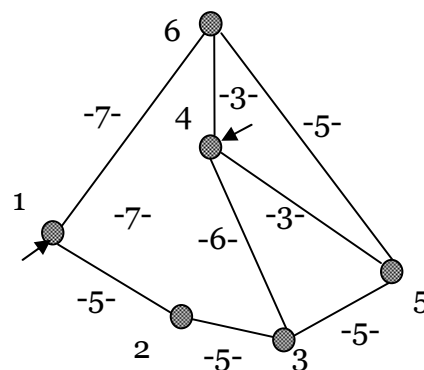
От анализа на структурите на схемите, използвани в разпределителните мрежи у нас, се установява, че те не удовлетворяват изискванията, предявявани към Smart grid.

Секционирание в разпределителните мрежи

Дори да бъдат изградени съединителни аварийни връзки между крайните възли на съседни клонове, разпределителната мрежа в нормален режим ще продължава да работи като отворена, а само при авария ще се включи съответният прекъсвач.

Възниква въпросът: кой е най-подходящият възел за секционирание на свързаните клонове в разпределителната мрежа за СН? Клоновете са с различни дължини на линиите, тип и сечения на проводниците, и пренасяни мощности. Това предопределя различни режимни параметри и технико-икономически показатели. Необходимо е да се набележат критерии за избор на мястото на секционирание на клоновете.

За схемата от фиг.1.20 захранващият възел е 1, а ДЕИ е включен във възел 4. Изграждането на едноконтурна мрежа с минимална дължина на електропроводите и преминаване през всички възли е оптимизационна задача. В случаите, когато в нашите разпределителни мрежи за СН се прилага секциониране, манипулациите се извършват ръчно. Реализацията на автоматизирано секциониране в разпределителните мрежи за СН е една от предпоставките да изграждане на Smart grid.



Фиг.1.20. Структура на схема на електрическа мрежа с ДЕИ

В контекста на създаване на Smart grid възниква възможността за реализация на концепцията за автоматично секциониране на ВЕ (АСВЕ) с използването на реклоузери, микропроцесорни устройства за управление и за релейна защита и автоматизация (РЗА). При прилагане на АСВЕ, както на радиална линия, така и в едноконтурна мрежа, остава нерешен въпроса с избора на мястото за секциониране на клоновете.

Изводи

- Преструктурирането на разпределителните мрежи за СН трябва да се решава за всеки конкретен случай, за да се удовлетворяват изискванията, предявявани към Smart grid.
- Като първи етап от изграждането на Smart grid е необходимо да се изградят съединителни аварийни връзки между крайните възли на съседните клонове, захранвани от една или от различни ПС.
- Необходимо е да се обосноват критерии за:
 - избор на вариант за изграждане на съединителна аварийна връзка;
 - избор на оптимален възел за секциониране на клоновете.
- За създаване на оптимална конфигурация на разпределителната мрежа е необходимо да се разработят алгоритми и софтуер за решаване на следните основни задачи:
 - създаване на връзки за превключване между възли от различни клонове на съществуваща разпределителната мрежа, захранвани от една или различни ПС;
 - изграждане на нови участъци за присъединяване на група възли към съществуваща електрическа мрежа;
 - свързване на нови участъци в едноконтурна електрическа мрежа.

Глава втора

2. КРИТЕРИИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИ ИЗБОР НА ОПТИМАЛНА КОНФИГУРАЦИЯ И ВЪЗЕЛ ЗА СЕКЦИОНИРАНЕ НА КЛОНОВЕТЕ В РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНА МРЕЖА ЗА СРЕДНО НАПРЕЖЕНИЕ

Изборът на оптимална конфигурация и мястото за секциониране на клоновете в разпределителните мрежи трябва да удовлетворява технико-икономически и надеждностни критерии, а също да е съобразен с ограниченията на режимните параметри.

Целта във втора глава е да се изберат и обосноват критериите и ограниченията от режимен характер при съставяне на оптимална конфигурация и определяне на възел за секциониране на клоновете в разпределителните мрежи за СН.

2.1. ОБОСНОВКА НА КРИТЕРИИ ЗА ИЗБОР НА ОПТИМАЛНА КОНФИГУРАЦИЯ И ВЪЗЕЛ ЗА СЕКЦИОНИРАНЕ НА КЛОНОВЕТЕ В РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНА МРЕЖА ЗА СРЕДНО НАПРЕЖЕНИЕ

При избор на мястото на прекъсване на получените двустранно захранени клонове е необходимо да се постигат следните параметри:

- **Технико-икономически:** минимални дисконтирани разходи; минимална възвращаемост на инвестициите;
- **Технически:** работни токове в допустимите граници за използваните проводници и кабели, прекъсвачи, разединители и др.; токове на к.с. в допустимите стойности за елементите на мрежата; допустима загуба на напрежение в нормален и в следавариен режим за краен възел;
- **Надеждностни:** минимално времетраене на изключванията; минимална интензивност на отказите; минимално количество недоставена електроенергия.

С вариантите изследвания се постигат минимални технико-икономически показатели или максимална надеждност, при спазване на допустимите граници на изменение на режимните параметри (токовете в клоновете и напреженията във възлите). Техническите показатели могат да бъдат заложили като ограничения, а критериите за секционирание на мрежата да бъдат избрани между технико-икономическите и надеждностните показатели.

Само по технико-икономически показатели предварително не може да се даде еднозначен отговор коя аварийна връзка е по-подходяща за изграждане: свързване на крайните ТП на два от клоновете, захранвани от една ПС или от две различни ПС. Във втория случай надеждността на електроснабдяването е значително по-висока, тъй като при повреда в захранващата ПС, потребителите ще получат захранване от втората ПС. Следователно, целесъобразно е да се избере един технико-икономически и един надеждностен критерий.

2.2. ИЗБОР НА ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ КРИТЕРИЙ ЗА ПРЕСТРУКТУРИРАНЕ И СЕКЦИОНИРАНЕ НА КЛОНОВЕТЕ В РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНА МРЕЖА

За електрическите мрежи подходящи за изчисление са дисконтираните разходи R_D , които се изразяват с уравнението:

$$(2.1) \quad R_D = \sum_{t=1}^{T_c} \sum_{i=1}^n K_{it} \alpha^{t-1} + \sum_{t=1}^{T_c} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m C_{ijt} \alpha^{t-1},$$

където K_{it} са инвестициите в i -елемент на схемата в година t ; T_c - експлоатационният период; n - броят на елементите на схемата; m - броят на видовете експлоатационни разходи; C_{ijt} - експлоатационни разходи в i -ия елемент на схемата от j -ти вид за година t ; $\alpha = 1/(1+r)^t$ - коефициентът на дисконтиране; t - стъпката на изчисленията; T - периодът на изчисленията; r - нормата на дисконтиране.

Експлоатационните разходи C_{ijt} в i -ия елемент на електрическите мрежи се състоят от: $j=1$ – поддържане и ремонт; $j=2$ – реконструкция, модернизация, усилване на участъци с цел повишаване на пропускателната способност и др.; $j=3$ – покриване на загубите на активна мощност в елементите на електрическите мрежи.

$$(2.3) \quad C_{ijt} = \sum_{j=1}^3 C_{ijt} = p_1 K_{it} + p_2 K_{it} + (\Delta P_{\max} \tau \beta)_{it},$$

където p_1, p_2 са нормираните стойности на експлоатационните разходи, съответно за поддържане и реконструкция на електрическите мрежи; $\Delta P_{\max}$ - загубите на активна мощност в режим на максимален товар; τ - фиктивното времетраене на максималните загуби на мощност; β - цената на електроенергията.

Когато конфигурацията на електрическата мрежа вече е подбрана от няколко варианта, сравнени по критерия дисконтирани разходи, е достатъчно мястото за секционирание на клоновете да се определя по условието за минимална загуба на мощност. За целта трябва да се търси

$$(2.9) \quad \min \Delta P = \sum_{k=1}^n \Delta P_k.$$

От анализирането на технико-икономическите показатели (дисконтирани разходи и срок за възвръщане на инвестициите) се установява, че като критерий за реструктуриране на електрическата мрежа е удобно да се изберат дисконтираните разходи.

След като оптималната конфигурация на електрическата мрежа вече е подбрана по критерия за минимални дисконтирани разходи, достатъчно е оптималното място за секциониране да се избере по критерия за минимална загуба на мощност.

Изводи:

- Показателят дисконтирани разходи е удобен за вариантно изследване в електрическите мрежи, а срокът на възвръщане на инвестициите е подходящ за оценка на ДЕИ, изградени на базата на ВЕИ.
- За вариантно изследване при реструктуриране на електрическите мрежи от технико-икономическите показатели се приема да се използва критерия дисконтирани разходи.
- За критерий за избор на оптимално място за секциониране в разпределителните мрежи се избира условието за минимална загуба на мощност.

2.3. ИЗБОР НА ПОКАЗАТЕЛ ЗА НАДЕЖНОСТ КАТО КРИТЕРИЙ ЗА ПРЕСТРУКТУРИРАНЕ И СЕКЦИОНИРАНЕ НА КЛОНОВЕТЕ В РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНА МРЕЖА

Обикновено оценяваните показатели за надеждност са вероятността за безотказна работа, параметърът на потока от откази, средната продължителност на времето до отказа със зададена вероятност, недоставената електроенергия и др.

Анализ на експлоатационната надеждност на разпределителни мрежи

Анализиран са 1800 аварийни изключения на ВЕ за 20 kV за период от 10 години на електроразпределително предприятие (ЕРП). Обобщението на данните за аварийните изключения е направено в зависимост от причината: падане на мълнии - 31,1%; скъсване на проводник - 22,9%; повреди на изолаторите - 15,7%; повреди в ТП - 12,8%; неустановени причини - 9%; по вина на злосторници - 6,2 %. Общата продължителност на изключенията е 8921,2 h, а количеството недоставена електроенергия - 1033 MWh.

С помощта на вероятностно-статистически анализ се получават параметрите и функциите на плътността на вероятността и теоретичното разпределение на аварийните изключения в електрически мрежи 20 kV (таблица 2.2). Натрупаната база данни позволява да се определят: средното време за прекъсване на електроснабдяването, интензивността на прекъсванията и количеството недоставената енергия за една година.

Таблица 2.2. Статистически параметри на показателите за надеждност

Показател	Средна стойност	Средно-квадратично отклонение	Доверителен интервал	Функция на разпределението
Продължителност на 1 изключване, h	5,1	2,68	2,63 ÷ 9,08	$\varphi_1(\tau_b) = 1,742 e^{-1,742 \tau_b}$
Недоставена електроенергия за 1 изключване, MWh	0,574	0,04	0,537 ÷ 0,611	$\varphi_2(W) = 25 e^{-25W}$

При избора на мястото на секциониране на клоновете в разпределителната мрежа най-подходящ за отчитане от показателите за надеждност е количеството на недоставената електроенергия $E(i)$ на потребителите. За целите на изследването се търси

$$\min E = \sum_{i=1}^n E(i)$$

за разглежданите варианти.

Средната стойност на недоставената електрическа енергия ($\bar{E}$) се определя с комплексните показатели за надеждност: коефициентът на готовност $k_g = \bar{T} / (\bar{T} + \bar{\tau})$ и коефициентът на принуден престой $k_n = 1 - k_g$:

$$(2.18) \quad \bar{E} = \bar{A} k_n = \bar{P} T k_n,$$

където $\bar{P}$ и $\bar{A}$ са съответно математическото очакване на мощността и електроенергията за време T ; $\bar{T}$ и $\bar{\tau}$ са съответно средната продължителност на безотказната работа и на възстановяванията.

Изводи:

- За оценка и анализ на експлоатационната надеждност на ВЕ е необходимо да се определят количествени показатели, които позволяват да се вземат решения относно причините за възникване на отказите.
- Подходящи за оценка на експлоатационната надеждност са единичните показатели продължителност на едно изключване от съответен вид и недоставената електроенергия за едно изключване.
- Общата продължителност на изключванията за 10 години в изследваното ЕРП е 8921,2 h, а количеството недоставена електроенергия - 1033 MWh.
- При избора на мястото на секционирание на клоновете в разпределителната мрежа най-подходящ за отчитане от посочените показатели за надеждност е количеството на недоставената електроенергия.

2.4. ИЗВОДИ

- За вариантно изследване при реструктуриране на електрическите мрежи от технико-икономическите показатели се приема да се използва критерия дисконтирани разходи.
- Оптималното място за секционирание в разпределителните мрежи трябва да се избира по два критерия:
 - минимална загуба на мощност;
 - минимално количеството на недоставената електрическа енергия.
- Техническите ограничения при реструктуриране и избор на мястото за секционирание на електрическите мрежи за СН са: токове и напреженията в нормален и следавариен режим да останат в допустимите граници.

Г л а в а т р е т а

3. МЕТОДИКА ЗА ПРЕСТРУКТУРИРАНЕ НА РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ МРЕЖИ

Целта в трета глава е да се създаде методика, алгоритми и софтуер за вземане на оптимални решения при реструктуриране на разпределителните мрежи за СН.

Въз основа на проучването, проведено в глава 1, е необходимо да се решат следните основни задачи:

- да се разработи методика за вземане на оптимални решения при реструктуриране на разпределителните мрежи;
- да се създаде софтуер за избор на оптимална конфигурация на разпределителна мрежа, който да е приложим при присъединяване на ДЕИ и при изчисляване на възможните аварийни съединителни връзки за превключване между възли от различни клонове на съществуваща разпределителната мрежа, захранвани от една или различни ПС;
- да се разработи софтуер за определяне на оптимална структура при свързване на нови участъци в едноконтурна мрежа.

3.1. МЕТОДИКА ЗА ВЗЕМАНЕ НА ОПТИМАЛНИ РЕШЕНИЯ ПРИ ПРЕСТРУКТУРИРАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКИТЕ МРЕЖИ ЗА СРЕДНО НАПРЕЖЕНИЕ

Предлаганата методика за вземане на оптимални решения при реструктуриране на електрическите мрежи за СН включва следните етапи:

- Уточняване на данните за съществуващите електропроводи (големина на пренасяните мощности, дължина на линиите, вид и сечения на проводниците);
- Конкретизиране на типа на решаваната задача:
 - 1 - оптимална структура на разпределителна мрежа при присъединяване на ДЕИ;
 - 2 - избор на оптимален вариант на аварийни съединителни връзки за превключване между възли от различни клонове на съществуваща мрежа;
 - 3 - оптимална структура при свързване на нови участъци в едноконтурна мрежа.
- За решаване на първата и третата задачи се задават местоположенията на възлите, мощностите, разстоянията до най-близките съседни възли, до които е възможно да се изградят присъединителни клонове.
- За решаване на втората задача се набелязват варианти за изграждане на аварийни връзки и се определят дължините им, пренасяните мощности вида и сечението на проводника за всеки вариант;
- Изчисляване на разпределението на мощностите за различните варианти на присъединяване при решаване на задачи 1 и 2. За задача 3 се намират протичащите мощности в свързаните клоновете в следавариен режим при повреда в първите участъци (от захранващия до първия възел), съответно на първи и втори клон. Съединителната връзка се оразмерява за максималната протичаща мощност в следавариен режим. Определят се участъците, в които мощността в следавариен режим е по-голяма от допустимата за съответния тип проводник и е необходимо да се избере по-голямо сечение на проводника. Промяната на сечението на проводника в даден участък изисква инвестиции, равни на 40% от необходимите за изграждане на нов електропровод със същото сечение.
- Оценка по първия критерий (минимални дисконтирани разходи). Определят се загубите на мощност, като съставна част на експлоатационните разходи. Намират се дисконтираните разходи за различните варианти.
- Оценка по втори критерий (минимално количество недоставена електроенергия). За всеки от разглежданите клонове се изчисляват показателите за надеждност – вероятността за прекъсване на отклоненията от магистралите към крайните възли и съответно недоставеното количество електроенергия за една година.
- Сравняване на вариантите по двата критерия и вземане на оптимално решение.

3.2. АЛГОРИТЪМ ЗА ОПРЕДЕЛЯНЕ НА РЕЖИМНИТЕ ПАРАМЕТРИ В РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ МРЕЖИ

Електрическите изчисления на установените режими в електрически мрежи, се основават на метода на възловите напрежения след съставяне на матрица на възловите проводимости ($\dot{Y}$) и уравненията на възловите напрежения.

Методът на възловите напрежения се използва за намиране на разпределението на мощностите в електрически мрежи за ВН и СВН. Съставените уравнения на възловите напрежения се решават по метода на Нютон-Рафсон. Методът почти не се използва в едностранно захранените участъци от електрически мрежи за ВН. За тях по-подходящ се оказва модифицираният метод на Нютон, който отчита топологията на мрежата.

При прилагането на метода на възловите напрежения в едностранно захранените разпределителни мрежи, се приемат допусканията: пренебрегване на капацитивната проводимост на електропроводите; неотчитане на напречната съставка на пада на напрежението; изчисляване с номиналното напрежение вместо с точните му стойности

във възлите. С тях значително се опростява изчислителния процес и режимните параметри се получават с приемлива грешка, като се отчита сравнително ниската точност на информацията за товарите в разпределителните мрежи. Получената система линейни уравнения на възловите напрежения се решава по метода на Гаус.

Адаптацията на метода на възловите напрежения за разпределителна мрежа с ДЕИ изисква разглеждането на два вида възли: на ДЕИ, генериращи мощност и на потребителите, консумиращи мощност. За целите на изследването са необходими стойностите на максималните внасяни мощности във възлите.

Алгоритъмът за намиране на разпределението на мощностите в електрическата мрежа се изпълнява в следния ред:

- Избор на начина на представяне на уравненията на възловите напрежения във вид на баланс на токовете или на мощностите. От двете възможности се избира първата: представяне на уравненията на възловите напрежения във вид на баланс на токовете

$$(3.1) \quad \dot{\mathbf{Y}} \dot{\mathbf{U}} = \sqrt{3} \dot{\mathbf{J}};$$

където $\dot{\mathbf{J}}$ и $\dot{\mathbf{U}}$ са съответно матриците на зададените токове и на неизвестните възлови напрежения; $\dot{\mathbf{Y}}$ - матрицата на проводимостите.

- Избор на начина на представяне на напреженията $\dot{U}$ и проводимостите $\dot{Y}$ в декартови или полярни координати. За разпределителните мрежи представянето на напреженията $\dot{U} = U_a + jU_r$ и проводимостите $\dot{Y} = G - jB$ е в декартови координати.
- Формиране на матрицата $\dot{Y}_{kk} = g_{kk} - jb_{kk}$ на собствената проводимост на възел k и на взаимната проводимост $\dot{Y}_{kj} = g_{kj} - jb_{kj}$ на възли k и j ; определяне на небалансите на активния W_{ak} и реактивния ток W_{rk} във възел k .
- Решаване на системата уравнения с метода на Гаус.
- Чрез изчислената матрица на възловите напрежения $\dot{\mathbf{U}}$ и зададените взаимни проводимости $\dot{Y}_{jk}$ се определят:

$$\text{О токовете } \dot{I}_{kj} \text{ в клоновете } k-j \text{ (} j=1, \dots, n+1; j \neq k \text{): } \dot{I}_{kj} = \frac{1}{\sqrt{3}} (\dot{U}_k - \dot{U}_j) \dot{Y}_{kj}.$$

$$\text{О мощностите в клоновете } k-j: \dot{S}_{kj} = \sqrt{3} \dot{U}_k \dot{I}_{kj}$$

$$\text{О загубите на мощност } \Delta \dot{S}_{kj} \text{ в клоновете } k-j: \Delta \dot{S}_{kj} = (\dot{U}_k - \dot{U}_j)^2 \hat{Y}_{kj}.$$

3.3. АЛГОРИТМИ И ПРОГРАМНО ОСИГУРЯВАНЕ ЗА ПРЕСТРУКТУРИРАНЕ НА РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗА СРЕДНО НАПРЕЖЕНИЕ

Алгоритмите и програмно осигуряване за вземане на оптимални решения при реструктуриране на разпределителните мрежи за СН се създават с използване на теорията на графите. Графът, съответстващ на структурата на електрическата мрежа, се представя в софтуера с матрицата на съседство. За ориентиран граф с n върха, това е квадратна матрица $A[n][n]$. Стойността на $A[i][j]$ е 1, когато реброто (i,j) съществува и 0 – в противен случай. За практическа реализация на алгоритмите, когато реброто (i,j) не съществува, но съществува реброто (j,i) , за елемента $A[i][j]$ в матрицата на съседството се записва стойност -1 и съответно +1 за $A[i][j]$.

Ако графът е неориентиран, елементът $A[i][j]=1$, когато съществува реброто (i,j) или (j,i) . В противен случай $A[i][j]=0$. Матрицата на теглата за претеглен граф се формира, като за елемента $A[i][j]$ се записва теглото $f(i,j)$. За всеки връх на ориентиран граф се съставя списък на инцидентност, който показва възможните преходи от него към съседните върхове. Софтуерът е разписан за конфигурации на отворени разклонени мрежи.

3.3.1. ОПТИМАЛНА КОНФИГУРАЦИЯ ПРИ ДОБАВЯНЕ НА КЛОНОВЕ И ВЪЗЛИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩА РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНА МРЕЖА

За намирането на оптималната конфигурация е необходимо да се изпълнят няколко процедури. Най-напред се извършва „обхождане в ширина“ от даден връх на графа.

Графът се представя с матрицата за съседство. Обхождането се състои в последователно еднократно посещение на всеки връх. В процеса на обхождане се намират свързаните върхове с даден връх i на първо ниво чрез матрицата на съседство или чрез обхождане на списъка на инцидентност.

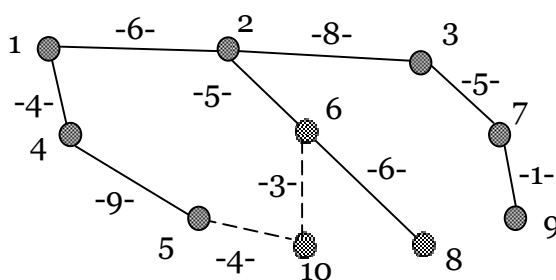
Входните данни се задават като константи за конкретната разпределителна мрежа. Резултатът от обхождането на графа зависи от местоположението на началния връх.

Получените резултати позволяват да се вземе решение за нивото на свързаност на хранящия възел и ДЕИ, което е от значение при проверка на пропускателна способност. Процедурата се изпълнява преди изчисление на дисконтираните разходи за разглежданите варианти.

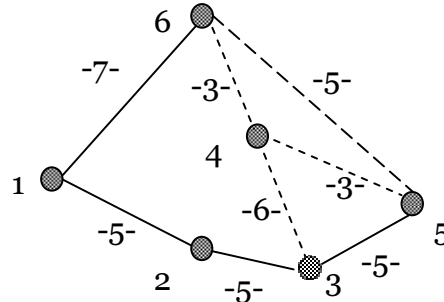
Задачата за намирането на оптимална конфигурация при присъединяване на ДЕИ към съществуваща електрическа мрежа от гледна точка на теорията на графите, с изчислените тегла на клоновете по избрания критерий, се свежда до намиране на минималния „път“ от даден възел до останалите възли на електрическата мрежа.

Клоновете и възлите на разпределителната мрежа се изразяват с претеглен ориентиран граф $G(V,E)$ с n върха. Теглата на клоновете $f(i, j) > 0$. Търси се минималният път $\varphi(s, i)$ от фиксиран връх $s \in V$ до останалите върхове. Изчислява се минималната стойност на $\varphi(s, j) + f(i, j)$ за всяко $j, j \neq i$. За всеки възел i се придобива временна стойност $d[i]$, която е горната граница за $\varphi(s, i)$. При изпълнение на алгоритъма тази стойност намалява докато $d[i]$ стане равна на $\varphi(s, i)$. Възстановяването на върховете, участващи в минималния път се осъществява с въвеждането на допълнителен масив, като в неговата i -та позиция се записва възел j , за който $\varphi(s, j) + f(i, j)$ е минимално.

На схемата на електрическата мрежа от фиг.3.3 възел 1 е хранящ, а възел 10 е ДЕИ, който трябва да се присъедини или към възел 5 или към възел 6.



Фиг.3.3. Граф, съответстващ на схемата на електрическа мрежа



Фиг.3.4. Едноконтурна електрическа мрежа с ДЕИ във възел 4

Изчисленията със съставения софтуер с данните за схемата от фиг.3.3 показват, че минималният път от възел 1 до възел 10 е: 1-2-6-10 с дължина 14. Оптималният път от възел 1 до 10 е през възли 2 и 6, защото като «тегло» на клоновете се задават техните дисконтирани разходи в о.е. Дисконтираните разходи във вариант 2 са със 17% по-високи, в сравнение с вариант 1.

3.3.2. СВЪРЗВАНЕ НА НОВИ УЧАСТЪЦИ В ЕДНОКОНТУРНА МРЕЖА

Свързване на нови участъци в едноконтурна мрежа при зададено разположение на възлите, техните мощности и разстояния между тях, се свежда до намиране на най-късия път в граф с много затворени контури. Матрицата на теглата изразява изчислителния

3.5. ИЗВОДИ

- С разработената методика могат да се решават три основни задачи: определяне на оптимална структура на разпределителна мрежа при присъединяване на ДЕИ; избор на оптимален вариант на аварийни връзки за превключване между възли от различни клонове на съществуваща разпределителната мрежа; оптимална структура при свързване на нови участъци в едноконтурна мрежа.
- Методиката позволява да се определя разпределението на мощностите в отворени и едноконтурни разпределителни мрежи и да се изчисляват режимните параметри в тях. Тази възможност е предпоставка за решаване на задачи, за които е необходимо разпределението на мощностите и познаването на режимните параметри.
- С методиката за всяка конкретна електрическа мрежа могат да се проведат технико-икономически и надеждностни изчисления, сравняване на вариантите и избор на оптималния от тях.

4. МЕТОДИКА И АЛГОРИТМИ ЗА ИЗБОР НА ВЪЗЕЛ ЗА СЕКЦИОНИРАНЕ В РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ МРЕЖИ ЗА СРЕДНО НАПРЕЖЕНИЕ

- на двустранно захранен клон в разпределителната мрежа с ВЕ.
- в едноконтурна разпределителната мрежа.

За схема на двустранно захранена мрежа с оптимална конфигурация, получена с алгоритмите от глава 3 трябва да се намери възел за секционирание, който да удовлетворява критериите от глава 2. При вариантно сравнение техническият критерий са минималните загуби на мощност, а надеждността - количеството недоставена електроенергия на потребителите при прекъсване на захранването по отклоненията, когато нямат връзка с двустранно захранената магистрала.

13

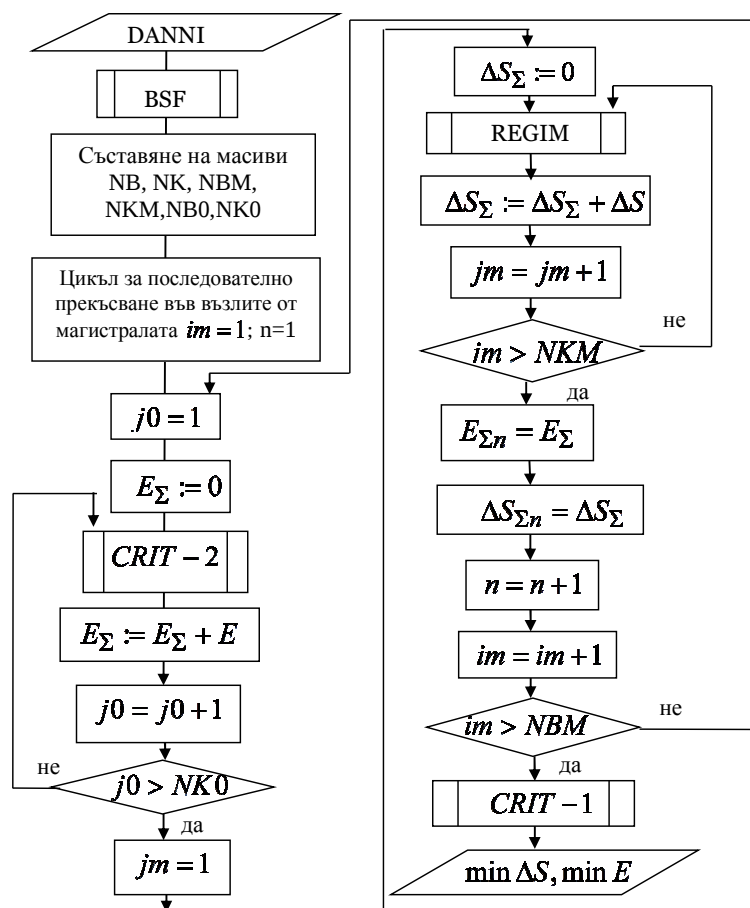
ника, е дадена на фиг.4.1. Клонове I и II се захранват от ПС А, а III и IV - от ПС В. Между клонове I и IV се изгражда съединителна връзка, между II и III - също. Сумарната мощност на новите два клона е под 4,5 MVA.

Методика:

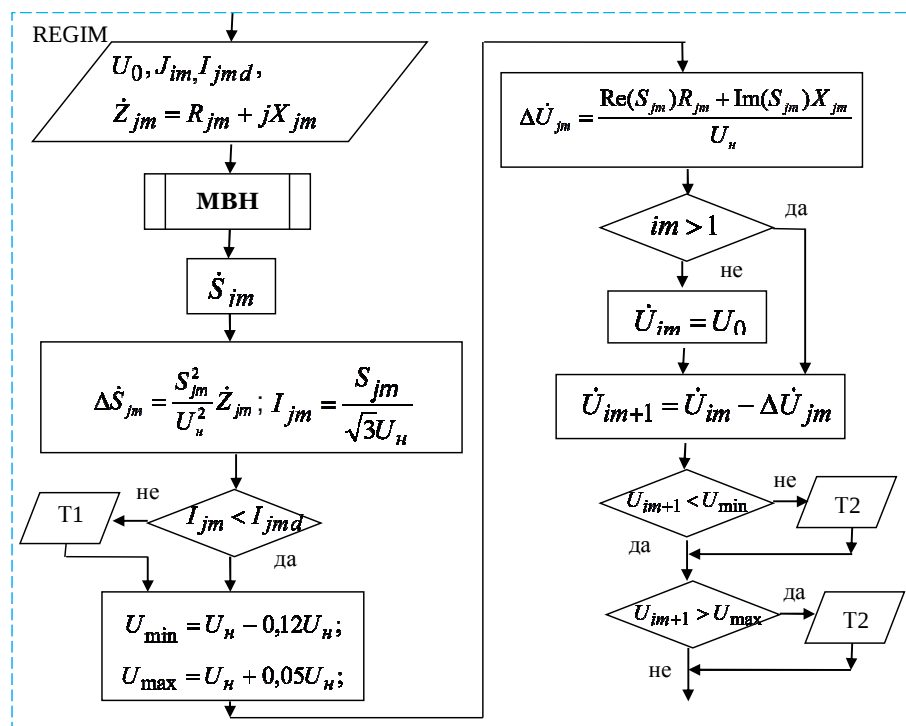
- За избрана оптимална конфигурация на мрежата с методиката от глава 3 се въвежда топологията на схемата, данните за мощностите във възлите и импедансите на клоновете; задават се номерата на първия и последния възел от магистралата – блок DANNI от фиг.4.2. Текущите индекси са съответно : i за възли, j за клонове, k за контури.
- Алгоритмично се намира магистралата чрез изпълнение на процедурата BFS от т.3.3.1. Търси се връзката между зададените номера на първия и последния възел. Запазва се зададената номерация на възлите и клоновете в нови масиви NB и NK.
- Преномерират се възлите от магистралата и принадлежащите им клонове по реда на тяхното намиране и се получават два масива с индекси от 1 до NBM за възлите и NMK клоновете по магистралата.
- Номерират се възлите и клоновете от разклоненията съответно с масивите NB0 и NK0. Това разделяне на възлите и клоновете от отклоненията е необходимо, защото изчисленията на избрания критерий от показателите за надеждност се извършва само за отклоненията. Текущите индекси са съответно: im за възли от магистралата, jm за клонове, $i0$ за контури $j0$.
- Въвежда се цикъл на последователно прекъсване на възлите по магистралата от 1 до NBM.
- При възможността за двустранно захранване на потребителите по магистралата, се установява, че прекъсване на електрозахранването на дадено отклонение може да настъпи при повреда по електропровода, който го свързва с магистралата. За всички отклонения $j0 \in NK0$ се изчислява недоставената енергия $E_{\Sigma n}$ при прекъсване на връзката с магистралата с блок CRIT-2.
- Намират се мощностите в следаварийните режими в блок REGIM. Намират се загубите на мощност и се записват като $\Delta S_{\Sigma n}$ за n -ти вариант на прекъсване на магистралата във възел n .
- Сравняват се получените стойности на загубите на мощност и недоставената електроенергия в блок CRIT-1 за всеки n -вариант на прекъсване на магистралата и се получава оптималният вариант.

В блок REGIM, освен намиране на разпределението на мощностите и загубите на мощност, се изчисляват също протичащите токове и се проверява тяхната големина спрямо максимално допустимите стойности за зададения тип проводник. Изчисляват се загубите на напрежение по клоновете и напреженията във възлите, които се проверяват да бъдат в допустимите граници. Получените несъответствия всъщност са неудовлетворяване на техническите ограничения. Такива могат да бъдат: изчислителен ток, по-голям от допустимия; напрежение във възлите извън нормираните граници. Всяко неудовлетворение на ограниченията се извежда като съобщение (T1 и T2 от фиг.4.3).

На фиг.4.3 са приети следните означения: MBH – подпрограма за съставяне и решаване на възловите уравнения; $\dot{Z}_{jm} = R_{jm} + jX_{jm}$ - импедансите на клоновете от магистралата; U_0 - напрежението на захранващия възел; U_n - номиналното напрежение; $\dot{S}_{im}$ - зададените мощности във възлите по магистралата; I_{jmd} - допустимият ток за проводника; S_{jm} - мощностите в клоновете на магистралата.



Фиг.4.2. Блоквата схема на алгоритъма за определяне на възела за секциониране в разпределителната мрежа



Фиг.4.3. Структурна схема на блок REGIM

Резултати от изпълнение на алгоритъма за клоновете от фиг.4.1:

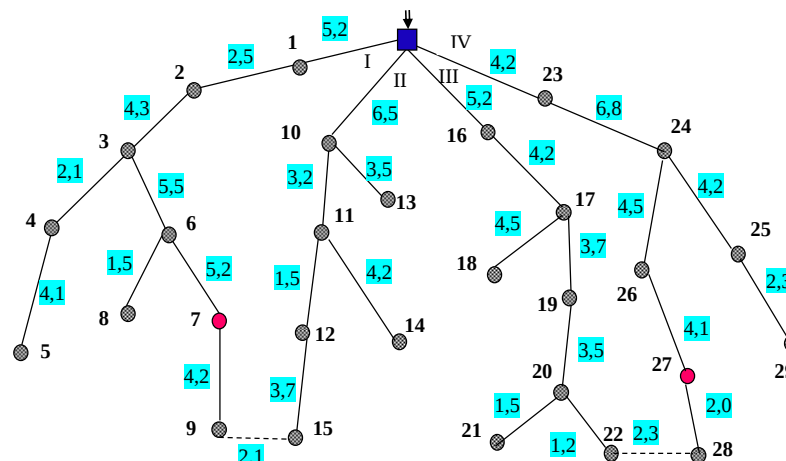
- Клонове I и IV със съединителна връзка:
 - Сумарни загуби на активна мощност при секциониране в крайния възел 15 на клон I - 618 kW;
 - Сумарни загуби на активна мощност при секциониране в крайния възел 34 на клон IV - 602 kW;
 - Сумарни загуби на активна мощност при секциониране в оптимално избрания възел 14 на клон I - 570 kW, с което се постига намаляване на загубите на мощност с 8 % в сравнение със секциониране в крайния възел на клон I и съответно с 5,4 % - при секциониране в крайния възел на клон IV.
- Клонове II и III със съединителна връзка:
 - Сумарни загуби на активна мощност при секциониране в крайния възел 20 на клон II - 570 kW;
 - Сумарни загуби на активна мощност при секциониране в крайния възел 27 на клон III - 582 kW;
 - Сумарни загуби на активна мощност при секциониране в оптимално избрания възел 26 на клон III - 540 kW, с което се постига намаляване на загубите на мощност с 5,3 % в сравнение със секциониране в крайния възел на клон II и съответно със 7,3 % - при секциониране в крайния възел на клон III.

4.2. ИЗБОР НА ВЪЗЕЛ ЗА СЕКЦИОНИРАНЕ НА ЕДНОКОНТУРНА РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНА МРЕЖА

Когато съединителните връзки се изграждат на клонове, които се захранват от общ източник, магистралите се свързват в контур (фиг.4.4). Захранващото напрежение за двата клона е едно и също.

Резултати от изпълнение на алгоритъма за клоновете от фиг.4.4:

- Клонове I и II със съединителна връзка:
 - Сумарни загуби на активна мощност при секциониране в крайния възел 9 на клон I - 301 kW;
 - Сумарни загуби на активна мощност при секциониране в крайния възел 15 на клон II - 308 kW;

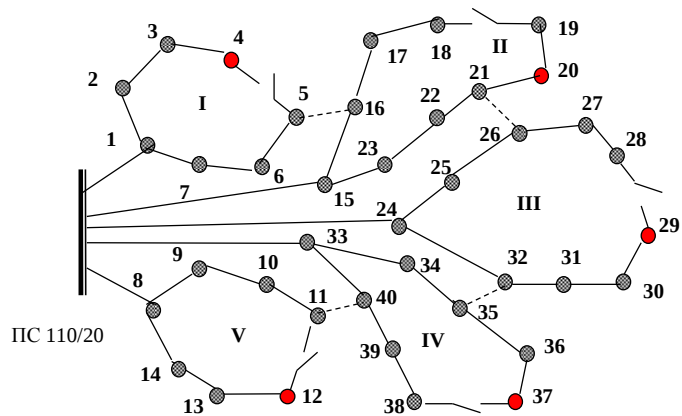


Фиг.4.4. Схема на разпределителна мрежа за СН

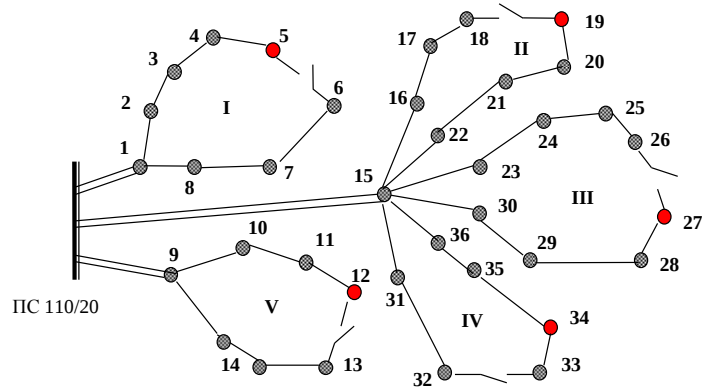
- Сумарни загуби на активна мощност при секциониране в оптимално избрания възел 7 на клон I - 285 kW, с което се постига намаляване на загубите на мощност с 5,4 % в сравнение със секциониране в крайния възел на клон I и съответно със 7,5 % - при секциониране в крайния възел на клон II.
- Клонове III и IV със съединителна връзка:
 - Сумарни загуби на активна мощност при секциониране в крайния възел 22 на клон III - 288 kW;
 - Сумарни загуби на активна мощност при секциониране в крайния възел 28 на клон IV - 295 kW;
 - Сумарни загуби на активна мощност при секциониране в оптимално избрания възел на клон I - 279 kW, с което се постига намаляване на загубите на мощност с 3,2 % в сравнение със секциониране в крайния възел 22 на клон III и съответно с 5,5 % - при

сравнение със секциониране в крайния възел 22 на клон III и съответно с 5,5 % - при секциониране в крайния възел 28 на клон IV.

Оптималните възли за секциониране на схемата от фиг.4.5 са: за контур I - възел 4; за контур II - възел 20; за контур III - възел 29; за контур IV - възел 37; за контур V - възел 12. За схемата от фиг.4.6 се получават резултатите за оптимално секциониране: на контур I - във възел 5; на контур II - във възел 19; на контур III - във възел 27; на контур IV - във възел 34; на контур V - във възел 12. Теоретически за схемите от фиг.4.5 и 4.6 количеството на недоставената електроенергия при надеждна РЗА и комутираща апаратура трябва да е нула. Повечиният вариант за изграждане се определя в зависимост от дължините и сеченията на проводниците в съединителните връзки между контурите от фиг.4.5 или на двойните захранващи линии от фиг.4.6.



Фиг.4.5. Схема на разпределителна мрежа



Фиг.4.6. Схема на разпределителна мрежа

4.3. Изводи

- Предложената методика, съставеният алгоритъм и програмно осигуряване позволяват да се направи избора на възела за секциониране по два критерия: минимални загуби на мощност и минимално количество недоставена електроенергия.
- Оптималният избор на възел за секциониране води до понижаване на загубите на мощност и съответно експлоатационните разходи на електрическата мрежа. За разгледаните случаи намаляването на загубите на мощност достига до 8%.
- Освен минимална загуба на мощност, с оптималният избор на възел за секциониране се постига по равномерно разпределение на товарите по клоновете.

Г л а в а п е т а

5. АВТОМАТИЧНО СЕКЦИОНИРАНЕ В РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ С ВЪЗДУШНИ ЕЛЕКТРОПРОВОДИ

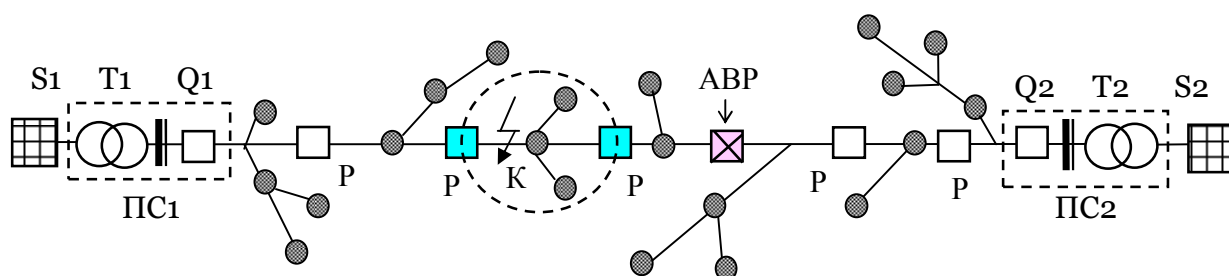
5.1. ДЕЦЕНТРАЛИЗИРАН ПОДХОД ПРИ УПРАВЛЕНИЕ НА РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНАТА МРЕЖА

Оптималната конфигурация на електрическа мрежа за СН с двустранно захранване по магистралата и секциониране във възел, избран по технико-икономически и надеждностни показатели може да повиши надеждността с въвеждането на автоматично секциониране. Въвеждането на реклоузери, значително повишава ефективността на функционирането. Реклоузерите изпълняват оперативни превключвания; автоматично изключване на повреден участък; автоматично повторно включване (АПВ); автоматично отделяне на повреден участък; автоматично включване на резервирането (АВР) в неповредените участъци.

5.2. АВТОМАТИЧНО СЕКЦИОНИРАНЕ НА РАДИАЛНА ЛИНИЯ С ДВУСТРАННО ЗАХРАНВАНЕ

По магистралната линия се монтират реклоузери, така, че при повреда да изключват участъците, без да останат потребители без захранване. Един от монтираните реклоузери изпълнява функциите на АВР (фиг.5.1). В реклоузерите се използват посочни защиты и се контролира напрежението във възела с АВР, който трябва да съвпада с избрания възел за секциониране по методиката от глава 4.

Традиционното съгласуване по стъпалния принцип няма да позволи да се реализира реалното закъснение на защитата на главните прекъсвачи (при вакуумни комутиращи устройства $20 \div 30 \text{ ms}$ и цифрови релейни защиты под 40 ms). При двустранно захранване е необходимо да се използват посочни елементи на реклоузера с различни настройки в зависимост от посоката на протичащата мощност. Малката степен на селективност на реклоузерите ($0,1 \div 0,2 \text{ s}$) позволява в повечето случаи да се използва традиционният стъпален принцип за съгласуване на защитите по време.



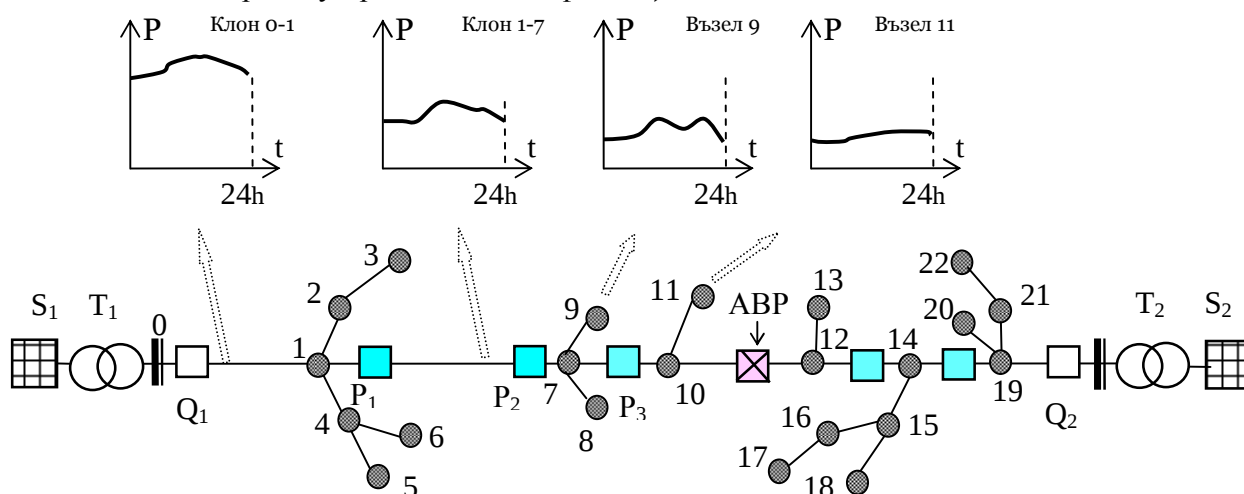
Фиг.5.1. Алгоритъм за секциониране на радиална линия с двустранно захранване: PC1, PC2 - подстанции; S1, S2 - електроразпределителна мрежа; T1, T2 - силови трансформатори; Q1, Q2 - прекъсвачи; P - реклоузери; К - точка на к.с.

Определяне на токове за настройка на реклоузерите

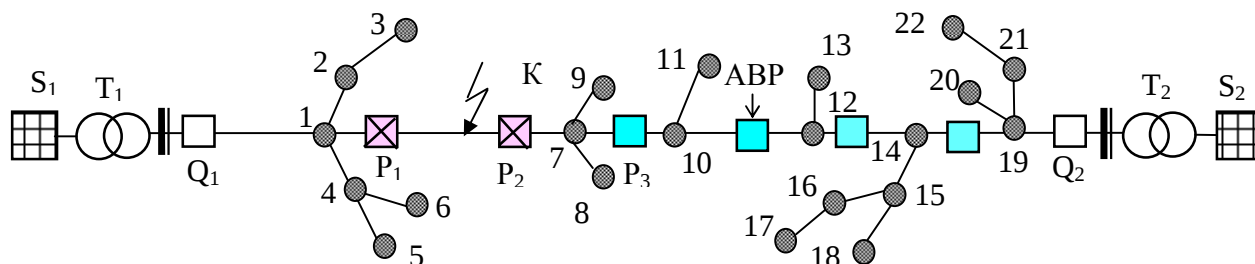
Необходими данни за алгоритъма са максималните токове в клона и големините на токовете на земно съединение в мрежите с различен начин на заземяване на ЗЦ.

Изчисляване на максималните токове в клона

Максималният ток $I_{\max}$ е необходим за отстройка от него на тока на зареждане на реклоузера. Максималната мощност се определя за нормален режим на работа (изключен АВР и включени реклоузери P_1 , P_2 и P_3 - фиг.5.2).



Фиг.5.2. Определяне на максималните мощности в изчислителната схема на електрическата мрежа



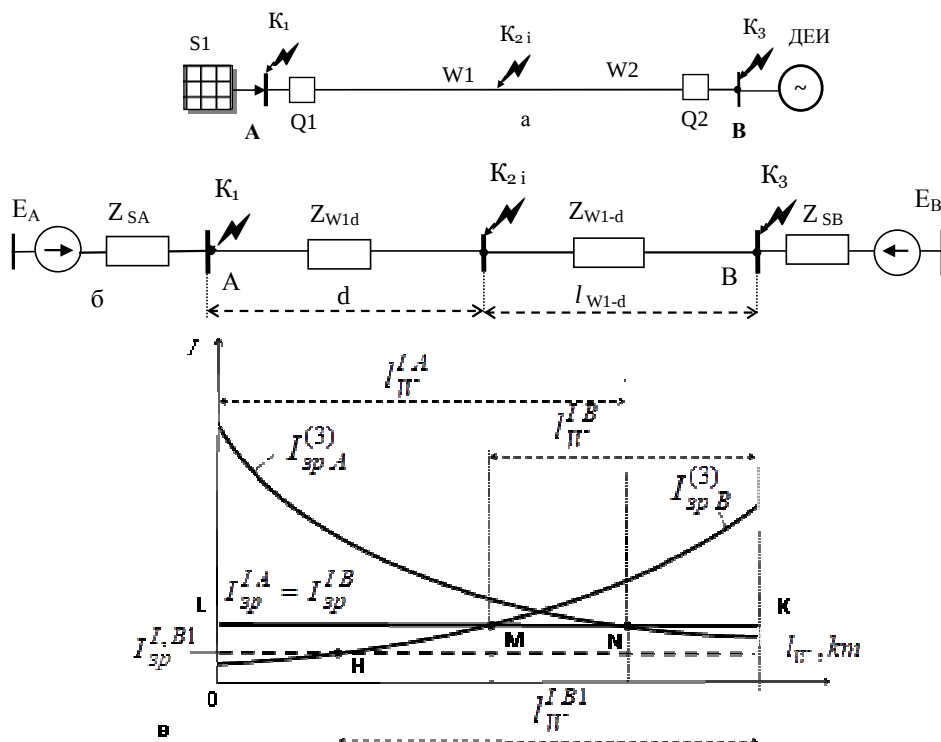
Фиг.5.3. Съгласуване на настройките на защитната апаратура

При КС в точка К на участък 1-7 включва АВР и изключват P_1 и P_2 , за да не останат без захранване потребители 7-11 (фиг.5.3). Настройките на устройствата P_1 и P_2 трябва бъдат съгласувани по големина на изключвания ток и по време с параметрите за заработване на прекъсвача Q_1 и АВР.

5.3. СЪГЛАСУВАНЕ НА РАБОТАТА НА АВТОМАТИЧНИТЕ УСТРОЙСТВА И РЕЛЕЙНАТА ЗАЩИТА НА ЕЛЕКТРОПРОВОДИТЕ ЗА СРЕДНО НАПРЕЖЕНИЕ

Избират се настройките на функциите на МТЗ на електропроводите за СН. Отчита се влиянието на ДЕИ, които създават участъци с двустранно захранване, изискващо пренастройка на стъпалната токова защита (фиг.5.4). Графично се определят зоните на действие на първите стъпала на токовата отсечка (ТО) без закъснение в двата края на електропровода при изменение на мястото на повреда K_{2i} по дължината му.

Първичният ток на заработване на първото стъпало се избира по условието то да не заработва при к.с. на шините на ПС, които се захранват от съответния електропровод: за ТО в ПС А - I стъпало да не заработва при к.с. в т. КЗ, а за ПС В - в т.К1.



Фиг.5.4. Графично определяне на защитните зони l_W^{IA} и l_W^{IB} на непосочната ТО на електропровод с двустранно захранване, съответно на ПС А и ДЕИ

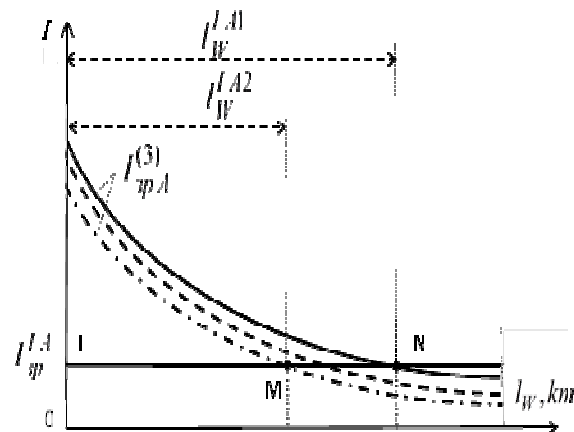
Токовете на к.с. се изчисляват при поотделно захранване от ПС А и от ПС В (зависимостите $I_{3pA}^{(3)} = f(l_W)$ и $I_{3pB}^{(3)} = f(l_W)$ на фиг.5.5в). Правата $I_{3p}^{IA} = I_{3p}^{IB}$ съответства на тока на зареждане на защитите в ПС А и ДЕИ. Тя се пресича със зависимостите $I_{3pA}^{(3)} = f(l_W)$ и $I_{3pB}^{(3)} = f(l_W)$ съответно в т.М и т.Н. Разстоянието от т.Л до т.Н определя защитната зона l_W^{IA} на ТО в ПС А. Разстоянието от т.К до точка М е защитната зона l_W^{IB} на ТО в ДЕИ.

Обикновено $I_{3p}^{IA} \neq I_{3p}^{IB}$. Токът на зареждане I_{3p}^{IB1} се избира така, че да няма мъртва зона на защитата. В представения случай зоната на защитата l_W^{IB1} се удължава за участъка Н-К (фиг.5.5в).

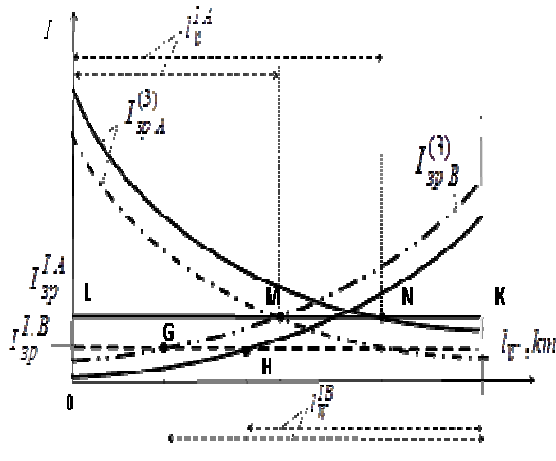
Активно-адаптивната защита се реализира в следната последователност:

- избира се най-подходящата характеристика по стандарта МЕК;
- определя се токът на зареждане на МТЗ;
- намира се кратността на изчислителния ток $I_* = I_k / I_{3p}$;
- избира се необходимото време за зареждане на защитата $t_{3p}(I_*)$;
- изчислява се времевият коефициент $T = f[t_{3p}(I_*)]$, с който се избира характеристиката, преминаваща през точката (I_*, t_{3p}) .
- намира се времето за зареждане на защитата в момента на к.с. $t_{3p}(I_*)$ за избрания тип характеристика, за изчисления ток на зареждане и определения времеви коефициент T .

Изместването на характеристиките на линии с едностранно и двустранно захранване е показано съответно на фиг.5.8 и на фиг.5.9.



Фиг.5.7. Изменението на настройките на адаптивната защита в участъци с едностранно захранване



Фиг.5.8. Изменението на настройките на адаптивната защита в участъци с двустранно захранване

Съгласува се действието на защитите от еднофазни земни съединения и на дистанционните защиты от междуфазни к.с. в разпределителни мрежи за СН. Предлага се графоаналитичен способ за определяне на настройките на токови земни защиты с нулева последователност в мрежите за СН.

5.4. ИЗВОДИ

- Изграждането на АСВЕ съответства на концепцията за изграждане на Smart grid с двустранно захранване на потребителите, с бързо автоматично откриване и

локализиране на повредените участъци, като значителното се намалява количеството недоставена електроенергия.

- Предложеният графоаналитичен способ за определяне на настройките на токовите земни защиты и получените аналитични изрази, описващи изменението на режимните параметри при ЕЗС, позволяват да се изчисляват настройките на ТО и да се прави оценка на чувствителността на токовата земна защита.

Г л а в а ш е с т а

6. СЪГЛАСУВАНЕ НА НАСТРОЙКИТЕ НА СРЕДСТВАТА ЗА АВТОМАТИКА

6.1. СЪГЛАСУВАНЕ НА НАСТРОЙКИТЕ НА АВТОМАТИЧНОТО ПОВТОРНО ВКЛЮЧВАНЕ И РЕЛЕЙНИТЕ ЗАЩИТИ

Еднократно АПВ на електропроводи с едностранно захранване. Закъснението на еднократното АПВ или първия цикъл на двукратно АПВ на линиите с едностранно захранване трябва да отговаря на две условия:

- закъснението ($t_{АПВ1}$) на АПВ трябва да е по-голямо от време за готовност ($t_{гом}$) за повторно включване на изключващия прекъсвач

$$(6.1) \quad t_{АПВ1} = t_{гом} + t_{рез},$$

където $t_{рез}$ - резервното време, отчитащо непостоянството на $t_{гом}$;

- закъснението на АПВ трябва да е по-голямо от времето t_d за дейонизация на въздуха

$$(6.2) \quad t_{АПВ1} = t_d + t_{рез},$$

където $t_{рез}$ - резервното време, отчитащо разсейванията на t_d .

За настройка се избира по-голямата от получените стойности на $t_{АПВ1}$.

Двукратно АПВ на линии с едностранно захранване

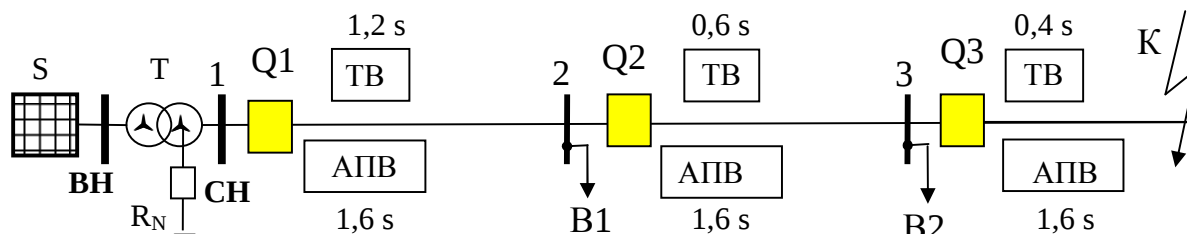
Двукратното АПВ се прилага на линии с едностранно захранване и на главните участъци на едноконтурни мрежи, където е възможна работа в режим на едностранно захранване. Време за заработване и готовността на първия цикъл на АПВ се определя аналогично на закъснението на еднократното АПВ. Времето за заработване на втория цикъл на АПВ $t_{АПВ2}$ се избира да осигурява подготовката на прекъсвача за изключване на к.с. при устойчива повреда. През това време се възстановява изключващата способност на прекъсвача. На практика закъснението $t_{АПВ2}$ се приема равно на $10 \div 30$ s. В разпределителните мрежи за изключване на многократната работа на АПВ, времето за готовност на втория цикъл е $60 \div 100$ s.

Съгласуване на действието на АПВ и устройствата за РЗ

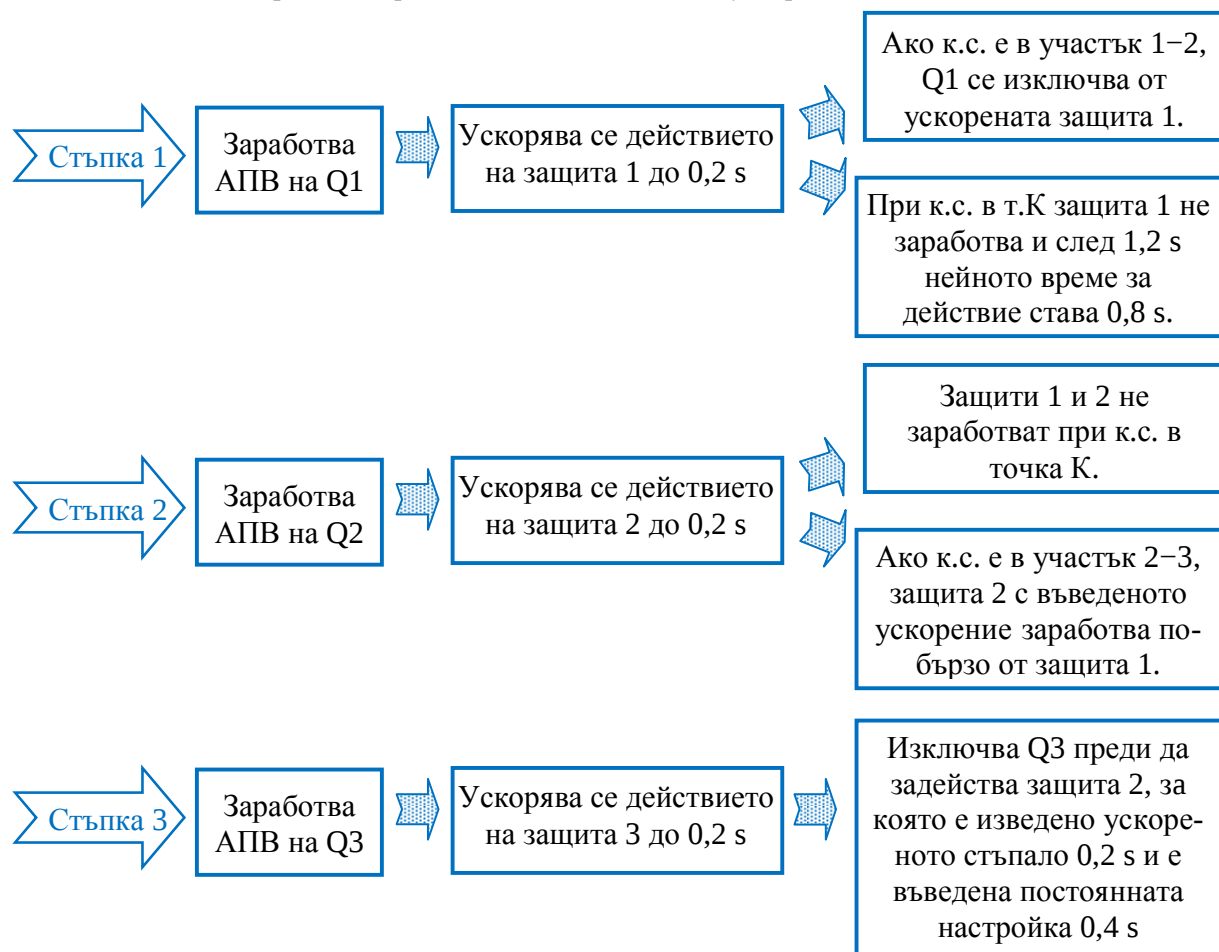
В разпределителни мрежи с няколко последователно участъци със собствени прекъсвачи и РЗ, са възможни следните взаимни действия на АПВ и РЗ: ускорение на защитата след АПВ; ускорение на защитата преди АПВ; използване на АПВ с различна кратност. С ускоряване на изключването на к.с., се намалява тежестта на последствията от повредите и се повишава ефективността на АПВ с цел най-бързо възстановяване на електроснабдяването на потребителите. Клоновете на разпределителните електрически мрежи са различни и за всеки от тях конкретно трябва да се подбере по-ефективното мероприятие за ускорение на защитата.

Ускоряване на РЗ след АПВ. Мероприятието позволява да се ускорява изключването на к.с., особено в магистралните линии, в частност чрез понижаване на стъпалата на селективност с отстраняване на възможните неселективни изключения с помощта на

АПВ с ускорение на РЗ след включване на прекъсвача. Ускоряване на РЗ след АПВ в разпределителна мрежа, съставена от три участъка е показано на фиг. 6.1. Токовете защиты *ТВ* 1, 2 и 3 с фиксирани стойности на закъснението и при много малки стъпала на селективност могат да заработят едновременно при междуфазно к.с., например в точка *К*. При това за защитите на *Q1* и *Q2* тези действия са неселективни (излишни).



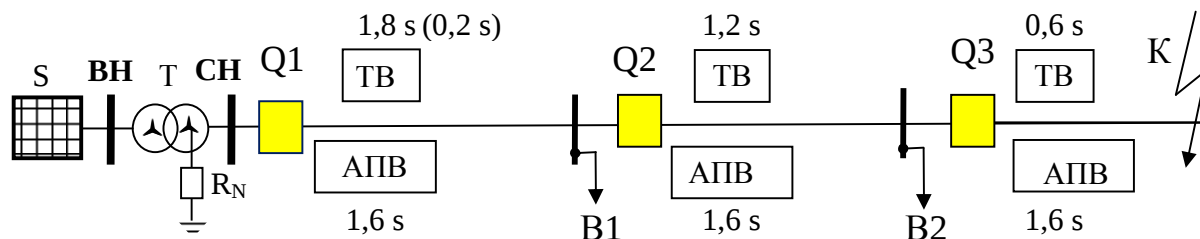
Фиг.6.1. Електрическа мрежа за СН с въвеждане на ускорение на защитите след АПВ



Фиг.6.2. Съгласувано действие на защитните средства с ускорение след АПВ

Основните стъпки на съгласувано действие на защитните средства с ускорение след АПВ са показани на фиг.6.2.

Ускоряване на защитата преди АПВ. Ускорява се изключването на к.с. в мрежа, съставена от последователно съединени участъци. На прекъсвача *Q1* се въвежда постоянно ускорена защита със закъснение 0,2 s (фиг.6.3).



Фиг. 6.3. Схема на разпределителна мрежа за СН с ускорение преди АПВ на токовата защита на прекъсвача Q1: R_N - активно съпротивление в ЗЦ на трансформатора

Стъпките за съгласувано действие на защитните средства с ускорение преди АПВ са:

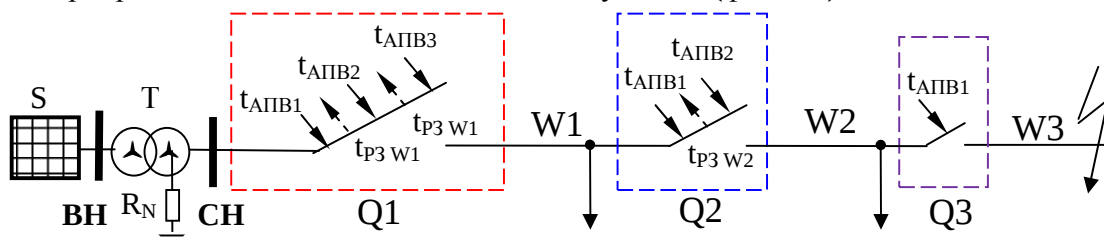
- При к.с. в точка К, ускорената защита изключва прекъсвача Q1, докато заработят защитите 2 и 3;
- При заработване на АПВ за включване на прекъсвача Q1, ускорената защита се извежда от действие за време, необходимо за селективното изключване на най-близкия прекъсвач Q3 до мястото на изключване.

Цифровите релета позволяват при необходимост лесно да се прилага ускорение на РЗ след и преди АПВ, без допълнителни разходи.

Използване на АПВ с различна кратност. При недостатъчни стъпала за селективност за избягване на неселективните изключения могат да бъдат приложени устройства за АПВ с различна кратност. Схемата на фиг.6.1 може да се изпълни с еднократно АПВ - на прекъсвач Q3; двукратно АПВ - на Q2; трикратно АПВ - на Q1. Изграждането на трикратно АПВ при конкретните условия се извършва както следва:

- изключва се ЗС за време под 100 ms с прекъсвача Q1.
- прекъсвачът Q1 се включва отново след 10 ms. Ако ЗС е преходно и е изчезнало, продължава нормалното електрооснабдяване в клона.
- ако ЗС не е преходно, то се изключва от РЗ, като се задейства втория цикъл на двукратно АПВ след 300 ms.
- ако ЗС не изчезне, се прави третия цикъл след 200 ms.
- електропроводът се изключва, ако ЗС не е изчезнало в продължение на 400 ms.

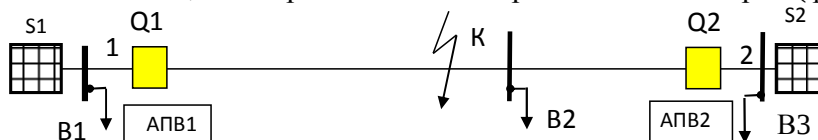
Трикратното АПВ се поставя в началния участък (фиг. 6.5).



Фиг.6.5. Трикратното АПВ в началния участък на електропровод W1

На електропроводи в мрежи със заземен ЗЦ през активно съпротивление, съоръжени с цифрови РЗ и реклоузери, е целесъобразно изграждането на трикратно АПВ.

АПВ на електропроводи с двустранно захранване. Изборът на времето за заработване на АПВ за линия с двустранно захранване се съобразява с настройките на времевата за изключване на к.с. от РЗ, монтирана на нейния противоположен край (фиг.6.6).



Фиг.6.6. АПВ на електропровод с двустранно захранване

Настройката на закъснението на АПВ се определя с (6.1), (6.2) и с (6.3)

$$t_{АПВ1} = t_d + t_{p32} + \Delta t_{p32} + t_{c2} - t_{p31} - t_{c1} + \Delta t_{p31},$$

където t_{p31} , t_{p32} е времето за заработване на второто стъпало на релейната защита, съответно в собствения и противоположния край на електропровода; Δt_{p31} , Δt_{p32} - резервът, отчитащ отклонението на времезакъсненията на РЗ, съответно на собствения и противоположния край на линията; t_{c1} , t_{c2} - собственото време за задействане на прекъсвача, съответно на собствения и противоположния край на линията; t_d - времето за дейонизация на средата.

Закъснението на АПВ за двата края на линията се изчислява с изрази (6.1), (6.2), (6.3) и се приема най-голямата от трите получени стойности.

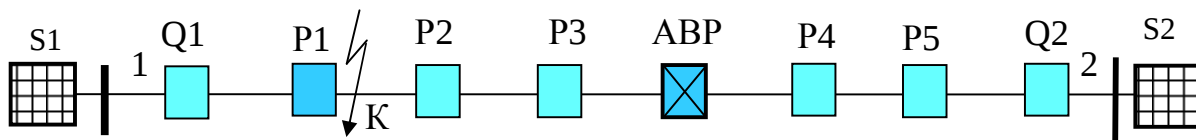
При монтиране на реклоузери в схемата от фиг.6.6 настройката на АПВ на всеки от тях се съобразява с настройката на РЗ и АПВ на двата съседни комутиращи апарати.

При използване на АПВ трябва да се осигури дистанционно изключване на ДЕИ за времето на съществуване на к.с. Ако ДЕИ не бъде изключен и тока в мястото на к.с. е по-висок от граничната стойност на тока за горене на дъгата, угасването на дъгата по време на безтоковата пауза на АПВ няма да стане. Затова в комплекта за защита на ДЕИ има реле за честота и реле за минимално напрежение.

6.2. СЪГЛАСУВАНЕ НА НАСТРОЙКИТЕ НА РЕКЛОУЗЕРИТЕ И АВТОМАТИЧНОТО ВЪВЕЖДАНЕ НА РЕЗЕРВА

Автоматичното въвеждане на резерва (АВР) извършва съвместна работа с устройствата на РЗ, реклоузерите и прекъсвачите. Настройка на времената за заработване на комутиращите апарати е в съответствие с последователността на действието им:

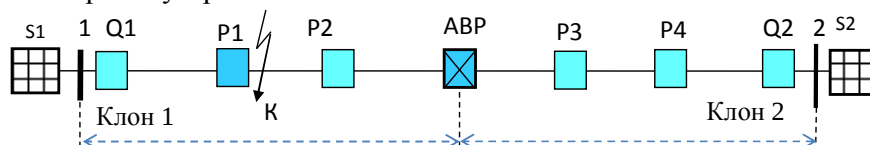
- При к.с. в точка К изключва най-близко намиращият се реклоузер Р1 (фиг.6.7);
- Заработва АПВ на реклоузер Р1 и при преходно к.с. се възстановява нормалната работа;
- При неуспешно АПВ едновременно се изключват всички реклоузери до пункта за АВР (в случая Р2 и Р3). При тяхното изключване се подава импулс за смяна на посочността на защитата им.
- След изчезване на напрежението в пункта за АВР от към S1 се включва неговия прекъсвач.
- Включва се реклоузер Р3 и повредата се локализира в участъка между Р1 и Р2.



Фиг.6.7. Съгласуване на работата на прекъсвачи и реклоузери в двустранно захранена мрежа

6.3. АЛГОРИТЪМ ЗА ОПРЕДЕЛЯНЕ НА НАСТРОЙКИТЕ ПО ВРЕМЕ НА АВР И РЕКЛОУЗЕРИТЕ В КЛОНОВЕ С ДВУСТРАННО ЗАХРАНВАНЕ

На фиг.6.8 е показана схема на клонове от електрическа мрежа с двустранно захранване, АВР и реклоузери.



Фиг.6.8. Схема на електрическа мрежа с двустранно захранване, АВР и реклоузери

Последователността на действията се състои в следното:

- Въвежда се броят n на реклоузерите във всеки клон.
- Определят се настроечните параметри при к.с. в участък 1. Времето за заработване на АПВ $t_{АПВ Q1}^{изкл}$ на най-близко намиращият се прекъсвач Q1 се намира с уравнения (6.1) и (6.2), като се избира по-голямата стойност. Не се прилага критерия, изразен с уравнение (6.3), защото прекъсвачът на АВР все още е изключен и веригата се захранва едностранно.
- При неуспешно АПВ едновременно се изключват всички реклоузери до пункта за АВР (в случая P1 и P2). Времето за тяхното изключване $t_{АПВ P1}^{изкл}$ и $t_{АПВ P2}^{изкл}$ се съгласува с времето за повторното изключване $t_{АПВ Q1}^{изкл}$ на АПВ на прекъсвач Q1, като се задава закъснение Δt_{P1} . Обобщеният запис за времената на изключване на n на брой реклоузери в алгоритъма е следния:

$$(6.4) \quad t_{АПВ P1}^{изкл} = t_{АПВ P2}^{изкл} = \dots = t_{АПВ Pn}^{изкл} = t_{АПВ Q1}^{изкл} + \Delta t_{P1}.$$

- Времето за включване на прекъсвача на АВР е

$$(6.5) \quad t_{ABP}^{вкл} = t_{АПВ P1}^{изкл} + \Delta t_{ABP}.$$

- Включва се реклоузера с най-високия номер (P_n) от клон 1 с време

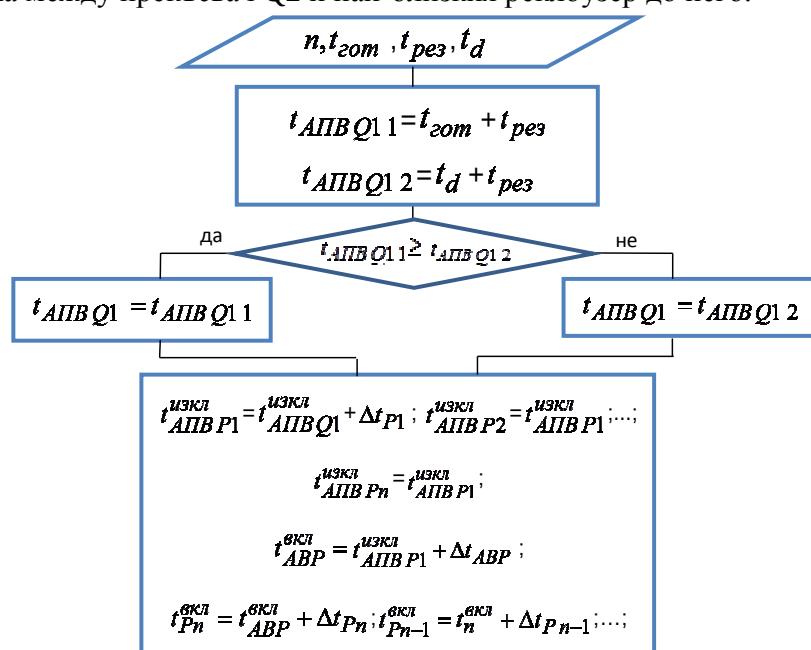
$$(6.6) \quad t_{Pn}^{вкл} = t_{ABP}^{вкл} + \Delta t_{Pn}.$$

- Последователно се включват реклоузерите с намаляващи номера със следните времена:

$$(6.7) \quad t_{Pn}^{вкл} = t_{ABP}^{вкл} + \Delta t_{Pn}; \quad t_{Pn-1}^{вкл} = t_{Pn}^{вкл} + \Delta t_{Pn-1}; \dots;$$

$$t_{P2}^{вкл} = t_{P3}^{вкл} + \Delta t_{P2}; \quad t_{P1}^{вкл} = t_{P2}^{вкл} + \Delta t_{P1}.$$

- По аналогия се избират настроечните параметри за клон 2, като се разглежда к.с. в участъка между прекъсвач Q2 и най-близкия реклоузер до него.



Фиг.6.9. Настойка на времената за заработване и изключване на АВР и реклоузерите

Съставеният алгоритъм е даден на фиг.6.9, където са приети означенията: $t_{АПВ P1}^{изкл}$, $t_{АПВ P1}^{изкл}$, ..., $t_{АПВ P1}^{изкл}$ - времето за изключване съответно на реклоузери $P_1, P_2, ..., P_n$ в първия клон от мрежата; $t_{Pn}^{вкл}, t_{Pn}^{вкл}, ..., t_{Pn}^{вкл}$ - времето за включване на $P_1, P_2, ..., P_n$. Въвежда се броят на реклоузерите n в разглеждания клон и времената $t_{com}, t_{рез}, t_d$. Определят се настроените параметри при к.с. в участък 1. Времето за заработване на АПВ $t_{АПВ Q1}^{изкл}$ на най-близко намиращият се прекъсвач $Q1$ се намира с (6.1) и (6.2). Не се прилага критерия, изразен с уравнение (6.3), защото прекъсвачът на АВР все още е изключен и веригата се захранва едностранно. Алгоритъмът е приложим за едностранно и двустранно захранени клонове на разпределителните мрежи.

6.4. ИЗВОДИ

- Разработените алгоритми за съгласуване на действието на средствата за РЗ, реклоузерите, АПВ и АВР са необходими за изграждането и функционирането на Smart grid. Съвместната работа на защитните и автоматичните средства осигурява непрекъснато двустранно захранване на потребителите в разпределителните мрежи.
- За ускорение на защитата в разпределителни мрежи, изпълнена с електромеханични релета, е необходима допълнителна апаратура, което ограничава нейното приложение. Използване на цифрови РЗА позволява да се прилага както ускорение на РЗ след АПВ, така и преди АПВ, без допълнителни средства и уреди.
- За всеки конкретен клон от разпределителната мрежа (без и с ДЕИ) може да се оцени кое мероприятие за ускорение на защитата е най-подходящо за изпълнение.
- На линии в мрежи със заземен ЗЦ през активно съпротивление и снабдени с цифрови РЗ и вакуумни прекъсвачи е препоръчително изграждането на трикратно АПВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По-същественият приноси са следните:

- Обосновават се критерии:
 - за избор на вариант при реструктуриране на електрическите мрежи: дисконтираните разходи.
 - за избор на оптималното място за секциониране в разпределителните мрежи:
 - минимална загуба на мощност;
 - минимално количеството на недоставената електрическа енергия.
- Техническите ограничения при реструктуриране и при избор на мястото за секциониране на електрическите мрежи за СН са: токове в клоновете и напреженията във възлите в нормален и следавариен режим да остават в допустимите граници.
- Разработена е методика, алгоритми и софтуер за решаване на три основни задачи:
 - определяне на оптимална структура на разпределителна мрежа при присъединяване на ДЕИ;
 - избор на оптимален вариант на аварийни връзки за превключване между възли от различни клонове на съществуваща разпределителната мрежа;
 - оптимална структура при свързване на нови участъци в едноконтурна мрежа.

- Съставена е методика, алгоритъм и програмно осигуряване за избор на възел за секциониране в разпределителните мрежи по два критерия: минимални загуби на мощност и минимално количество недоставена електроенергия
- Разработени са алгоритми за съгласуване на действието на активно-адаптивна защита и реклоузерите в клонове на разпределителните мрежи без и с ДЕИ.
- Предложен е графоаналитичен способ за определяне на настройките на токовите земни защиты в електрическите мрежи за СН. Получените аналитични изрази, описващи изменението на режимните параметри при ЕЗС, позволяват да се изчисляват настройките на ТО и да се прави оценка на чувствителността на токовата земна защита.
- Разработени са алгоритми за съгласуване на действието на средствата за РЗ, реклоузерите, АПВ и АВР, при тяхната съвместна работа в Smart grid.

Практическа ценност на работата:

- Определени са статистическите параметри на показателите за надеждност на ВЕ за СН. Получени са модели за функция на разпределението на продължителността на изключванията и на недоставената електроенергия за едно изключване.
- С методиката за определяне на оптимална структура на разпределителна мрежа за всяка конкретна конфигурация могат да се проведат технико-икономически и надеждностни изчисления, сравняване на вариантите и избор на оптималния от тях.
- Изборът на оптимален възел за секциониране по предложената методика и приетите критерии води до понижаване на загубите на мощност и съответно експлоатационните разходи на електрическата мрежа. За разгледаните случаи намаляването на загубите достига до 8%. Освен минимална загуба на мощност, с оптималният избор на възел за секциониране се постига по равномерно разпределение на товарите по клоновете на електрическата мрежа.
- С разработеният софтуер се изчисляват настройките на защитите в разпределителни мрежи без и с ДЕИ и се оценява тяхната ефективност.
- Алгоритми за съгласуване на действието на средствата за РЗ, реклоузерите, АПВ и АВР, са полезни за експлоатацията на разпределителните мрежи и са необходима предпоставка за изграждането на Smart grid.

Научни публикации по темата на дисертацията

1. Бакърджиева Й., А. Андонов. Вероятностно-статистически анализ на експлоатационната надежност на разпределителни мрежи за средно напрежение. Списание „Известия на ТУ-Сливен“, ISSN 1312-3920, № 3, 2012. Стр.56-60.
2. Бакърджиева Й. Концепция за реструктуриране на разпределителните мрежи за средно напрежение. Списание „Известия на ТУ-Сливен“, ISSN 1312-3920, № 4, 2012. Стр.10-17.
3. Андонов А., Й. Бакърджиева. Критерии при избор на оптимална конфигурация и възел за секционирание на клоновете в разпределителна мрежа за средно напрежение. Сп. „Енергетика“, бр.6, 2012. Стр. 52-57. <http://www.nek.bg/cgi>.
4. Неделчев Н., Й.Бакърджиева, Графоаналитичен способ за определяне на настройките на токова земна защита с нулева последователност в мрежите за средно напрежение, ISSN 1312-3920, «Известия на ТУ-Сливен», ISSN 1312-3920, № 4, 2009. Стр.40-50.
5. Андонов А., Й. Бакърджиева, П. Хесапчиев. Двукритериален избор на сечението на проводниците в електрически разпределителни мрежи. Международна научна конференция «Знанието – традиции, иновации, перспективи», Бургаски свободен университет, Бургас, 14-15.06.2013. Стр.103-107.
6. Андонов А., Й. Бакърджиева. Автоматично секционирание в разпределителни мрежи с въздушни електропроводи. Национална конференция с международно участие „Сливен-2013“, Сливен, 28-30.06.2013 г. Сп. „Известия на ТУ-Сливен“, ISSN 1312-3920, №.3, 2013. Стр.62-65.
7. Андонов А., Й. Бакърджиева. Съгласуване на действието на защитните съоръжения в разпределителните мрежи. International Conference on Technics, Technologies and Education ICTTE 2013, Yambol, October 30-31.2013. Стр.336-342. <https://sites.google.com/a/trakia-uni.bg/ictte-2013/>.
8. Андонов А., Й. Бакърджиева. Реструктуриране на разпределителните мрежи. Сп. „Известия на ТУ-Сливен“, ISSN 1312-3920, № 2, 2013. Стр.54-59.
9. Andonov A., J. Bakardjieva. Selection of partition nodes in medium voltage power distribution networks. **Indian journal of applied research**, Impact factor 2,1652; ISSN - 2249-555X, fev.2014, pp.18-20. <http://www.theglobaljournals.com/ijar/file.php?val=MzE0Ng==>
10. Андонов А., Й. Бакърджиева. Съгласуване на настройките на автоматичното повторно включване и релейните защиты в разпределителните мрежи.„Известия на ТУ-Сливен“, ISSN 1312-3920, № 1, 2014. Стр.3-9.
11. Бакърджиева Й. Съгласуване на действието на средствата за релейна защита с автоматичното въвеждане на резервното захранване. „Известия на ТУ-Сливен“, ISSN 1312-3920, № 1, 2014. Стр.10-14.