МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет» (ФГБОУ ВО «КНИТУ»)

На правах рукописи

ХА ДЫК НГУЕН

## РАЗРАБОТКА И ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО РАЙОНА

Специальность 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

> Научный руководитель: доктор технических наук, профессор Валеев Ильгиз Миргалимович

Казань – 2019

### ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 4
ГЛАВА 1 СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ И РЕАЛИЗАЦИИ
ПРОГРАММ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ В
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭАО «GIA LAI» ВЬЕТНАМА 10
1.1 Исследование экономико-организационно-технических мероприятий в
электрических сетях ЭАО «Gia Lai» 10
1.2 Структурный анализ потерь электроэнергии и эффективность функционирования
систем электроснабжения в сетях филиалов ЭАО «Gia Lai» 16
1.3 Анализ и выбор перспективных методов определения потерь электроэнергии в
сетях напряжением 10(6)-35кВ 22
Выводы
ГЛАВА 2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ВЫБОРУ И ОПРЕДЕЛЕНИЮ СТРАТЕГИИ
РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО РАЙОНА 32
2.1 Структурные особенности и режимы работы системы электроснабжения
городского района
2.2 Обзор исследований по решениям оптимизационных задач в условиях
системы электроснабжения
2.3 Эквивалентная модель Нортона фидера 20/0,4 кВ для оценки потерь в
распределительной сети городского района 36
2.4 Влияние качества электроэнергии на потери электроэнергии
2.5 Методы исследования и оптимизации структуры системы электроснабжения49
2.6 Проблемы расчета потокораспределения в распределительной сети 54
2.7 Влияние распределенной генерации энергии
2.8 Влияние компенсации реактивной мощности
Выводы
ГЛАВА 3 ЭВРИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМЫ
ОПТИМИЗАЦИИ ТОПОЛОГИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
3.1 Эвристический метод для решения оптимизационных задач

3.2 Математическая модель оптимизации структуры системы электроснабжения
городского района
3.3 Постановка задачи оптимизации структуры системы электроснабжения
городского района
3.4 Разработка алгоритма по оптимизации структуры системы электроснабжения
городского района эвристическим методом
3.5 Моделирование и оценка результатов исследований
Выводы
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПОИСКА НАИЛУЧШЕЙ
КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЛГОРИТМА «ПОИСК
КУКУШЕК»
4.1 Мероприятие по выбору основных параметров для решения проблемы
оптимизации структуры системы электроснабжения 94
4.2 Принципиальные основы алгоритма «поиск кукушек»
4.3 Эффективность алгоритма «поиск кукушек» для оптимизации сложнозамкнутых
сетей 105
4.4 Результаты использования алгоритмов оптимизации структуры системы
электроснабжения городского района «Chu Prong», ЭАО «Gia Lai» 116
Выводы 121
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 123
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 125
ПРИЛОЖЕНИЯ

### введение

Актуальность работы. Одним из важнейших направлений в реализации программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности системы электроснабжения (СЭС) является совершенствование и разработка новых методов энергосберегающих технологий, оценивающих состояние системы электроснабжения и позволяющих своевременно вырабатывать управляющее воздействие и оповещение обслуживающего персонала о ненормативных потерях с целью скорейшего их устранения.

Проведенные энергетические обследования показывают, что потери активной мощности связаны с отклонениями напряжений в контролируемых узлах, а также показателями качества электрической энергии (ПКЭ). Также известно, что в системе электроснабжения невозможно постоянно контролировать отклонения напряжения в каждой контролируемой точке, где установлены допустимые уровни напряжения.

В настоящее время для решения задачи по снижению потери активной мощности, в системе электроснабжения, существует большое разнообразие методов и алгоритмов связанные с показателями качества электроэнергии, различающихся в первую очередь составом исходных данных, а также источниками их получения и степенью достоверности. Наиболее известными методами расчета потерь электроэнергии являются как детерминированные методы, так и вероятностностатистические методы. Однако, наши экспериментальные исследования по выбору рациональных методов и алгоритмов по влиянию ПКЭ на потери электроэнергии позволили нам разработать более оптимальные методы, связанные с топологией СЭС.

Как известно, система электроснабжения городского района представляет собой сложнозамкнутую сеть напряжением 6/10-35кВ, но работает в разомкнутом режиме с использованием нормально разомкнутых линейных выключателей и нормально замкнутых секционных выключателей. Эксплуатация разомкнутых линейных выключателей системы связано с удобством координации защит и снижением токов короткого замыкания, а с использованием нормально замкнутых

секционных выключателей могут отключить одну из секций фидера. Замыкание линейного выключателя и размыкание соответствующего секционного выключателя позволяют получить новую радиальную конфигурацию сети. Это называется оптимизации структуры СЭС, позволяет не только повысить надежность электроснабжения, но и получить снижение потерь активной мощности, потерь напряжения в сети.

Обзор отечественных и зарубежных публикаций показывает, что проблеме снижения потерь активной мощности в электрических сетях посвящены работы таких ученых, как А.А. Герасименко, В.Т. Федин, Ю.С. Железко, Х.S. М. Yang и др. Однако методы управления нормальными режимами системы передачи и распределения электроэнергии, снижения потерь активной мощности и повышения качества электроэнергии в сложнозамкнутых сетях требуют дальнейшего развития.

Поэтому разработка и применение комплексного подхода по оптимизации структуры системы электроснабжения городского района с учетом показателей надежности и технико-экономических показателей является актуальной задачей современной науки.

В диссертационной работе исследуются методы оптимизации структуры системы электроснабжения городского района на основе эвристического и метаэвристического алгоритмов. Названная задача может быть решена путем совершенствования методов управления режимами работы СЭС, что откроет возможность для учета потерь мощности и отклонений напряжения при оптимизации ее структуры (топологии), а также позволит повысить технико-экономическую эффективность работы системы электроснабжения и улучшить условия работы отдельных потребителей электроэнергии.

Степень разработанности темы исследования. Вопросы минимизации потерь мощности и обеспечения более высокого качества электроэнергии в системе электроснабжения становились предметом внимания многих исследователей, как российских, так и зарубежных. Следует упомянуть основные труды таких российских ученых, как А.А. Герасименко, В.Т. Федин, Ю.С.

5

Железко, а также труды таких мировых ученых, как A. Merlin, H. Back, S. Civanlar, D. Shirmohammadi, G. Celli, R.R. Srinivasa, X.S. M Yang и др.

Объект исследования – сложнозамкнутая распределительная сеть 10(6)-35кВ системы электроснабжения городского района.

Предмет исследования – совершенствование методов оптимизации структуры системы электроснабжения городского района с целью приведения показателей качества электроэнергии в соответствие с ГОСТом 32144-2013 и в соответствие с Вьетнамским стандартом QCVN: 2015/ВСТ.

Цель диссертационной работы – совершенствование методов и разработка алгоритмов управления режимами работы системы электроснабжения с наименьшими потерями и улучшенными показателями качества электроэнергии.

### Основные задачи, которые необходимо решить в работе:

1. Провести сравнительный анализ методов управления и оптимизации режимов работы системы электроснабжения и распределения электроэнергии в сложнозамкнутых электрических сетях с наименьшими потерями и улучшенными показателями качества электроэнергии.

2. Определить конкретные подходы к принципам регулирования режимов работы системы электроснабжения и критерии, определяемых нормативными требованиями к ПКЭ.

3. Провести анализ на основе разработанного математического моделирования сложнозамкнутой сети СЭС городских районов 6/10-35кВ, определить места установки коммутационных аппаратов для коррекции перетоков мощности.

4. Определить методику оптимизации структуры СЭС и разработать улучшенный эвристический алгоритм по уменьшению потерь и повышения надежности электроснабжения потребителей.

5. Провести регрессионный анализ функциональной зависимости потерь активной мощности от основных показателей качества электрической энергии.

6. Разработать математическую модель задачи оптимизации структуры СЭС и функцию ограничения для каждой конфигурации по поиску и переносу

месторасположения узла коммутации в СЭС, влияющую на ПКЭ и параметры режима сети.

Методология и методы исследования. Методология основана на исследованиях электрических сетей по пропускной способности и ПКЭ по ГОСТу 32144-2013.

Выполнено математическое моделирование сложнозамкнутой сети СЭС городского района 10(6)-35кВ, которое направлено на определение узлов коммутации и установки коммутационных аппаратов в сети.

На основании регрессионного анализа функциональных зависимостей потерь активной мощности выполняется их сопоставление с основными показателями качества электрической энергии.

Использованы основные положения теоретической электротехники, аппарата математического анализа, теории вероятностей, линейной алгебры, современные методы с использованием алгоритма оптимизационного поиска и компьютерное моделирование электротехнических комплексов и динамических систем «Matlab».

#### Научная новизна работы:

1. Разработан алгоритм управления режимами работы СЭС и предложены топологические приемы оптимизации структуры СЭС, влияющие на показатели качества электроэнергии.

2. Разработана методика расчета потокораспределения сложнозамкнутой сети СЭС с применением расчета по методу Ньютона – Рафсона и набором линейных уравнений в программной среде Matlab.

3. Исследовано влияние распределенных генераций и компенсирующих устройств на оптимизацию топологии СЭС с учетом снижения активной мощности и отклонений уровня напряжений.

4. Разработан алгоритм оптимизации структуры СЭС улучшенный И эвристический метод уменьшению потерь активной мощности ПО В распределительных сетях 10(6)-35кВ.

7

5. Предложена методика по оптимизации структуры распределительной сети по уменьшению потерь активной мощности и повышения надежности системы электроснабжения с помощью алгоритма «поиск кукушек».

Практическая значимость результатов работы заключается в использовании предложенных методов для построения оптимальной структуры СЭС в сетях напряжением 10(6)-35кВ городского района по снижению потери активной мощности и повышения надежности СЭС.

Теоретическая значимость результатов работы. Теоретическая значимость заключается в совершенствовании существующих методов расчета потерь мощности, определении точек потокораздела и разработке методов упрощения исследуемой схемы (например, в СЭС города «Chu Prong» Вьетнама с учетом ее топологии). Кроме того, поисковые оптимизации (эвристический метод или метаэвристический метод) используются для оптимизации конфигурации электрической сети, которые в итоге упрощают выполнение автоматизации расчетов потокораспределения.

Степень достоверности результатов работы подтверждается сопоставлением имеющихся результатов по существующим методам и вновь разработанных, также полученными результатами теоретических и практических исследований.

### Основные научные положения, выносимые на защиту:

1. Методика расчета режимов работы и параметров СЭС с использованием метода потокораспределения по алгоритму Ньютона-Рафсона.

2. Методика управления энергоэффективностью, основанная на определении разности активных потерь электрической энергии от нормативных значений.

3. Методика оптимизации структуры сложнозамкнутой сети системы электроснабжения городского района с нормативными ПКЭ и минимизацией потери мощности.

4. Модель ситуационного управления системой электроснабжения, осуществляющая коррекцию ПКЭ в пределах допустимого режима.

5. Топологические приемы по выделению определенно-ограниченного участка из полной схемы электроснабжения городского района напряжением 10(6)-35кВ.

6. Алгоритм для программного обеспечения, позволяющий автоматизировать процесс оптимизации структуры СЭС городского района с напряжением 10(6)-35кВ.

Личный вклад автора. В диссертационной работе методика расчета параметров электрической сети, методика оптимизации структуры сложнозамкнутой сети СЭС городского района выполнены лично соискателем. Разработанные математические имитационные разработки И модели, функциональных схем сложнозамкнутой сети СЭС городского района 10(6)-35кВ, а также приведённый сравнительный анализ методов оптимизации и выбора системы управления режимами работы системы электроснабжения городского района соискателем выполнены совместно с научным руководителем.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы XXI докладывались на: Аспирантско-магистерском научном семинаре, посвященном «Дню энергетика» (Казань, 5-6 декабря 2017 г.); Международной научно-практической конференции «Научные механизмы решения проблем инновационного развития» (Уфа, 22 мая 2018 г.); Международной научнопрактической конференции «Наукоемкие технологии и интеллектуальные системы» (Самара, 23 ноября 2018 г.); IV Национальной научно-практической «Приборостроение и автоматизированный электропривод в конференции топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве» (Казань, 6-7 декабря 2018 г.).

Публикации. По результатам диссертационной работы опубликованы 7 печатных работ в рецензируемых научных журналах, входящих в перечень, рекомендованный ВАК, в базе данных Scopus и в других изданиях.

Структура и объем работы. Содержание диссертационной работы изложено на 153 станицах и состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы, приложений. Работа включает в себя 44 рисунков и 31 таблицы. Список литературы содержит 94 источника.

## ГЛАВА 1 СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ И РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭАО «GIA LAI» ВЬЕТНАМА

## 1.1 Исследование экономико-организационно-технических мероприятий в электрических сетях ЭАО «Gia Lai»

В состав электроэнергетического акционерного общества «Gia Lai» (ЭАО «Gia Lai») входят филиалы [79]: «Dak Po»; «Dak Doa»; «Chu Pah»; «Chu Prong»; «Chu Se»; «Duc Co»; «Chu Puh»; «Ia Grai». Дочерние общества: ОАО «Kbang»; ЭАО «Krong Pa»; ЭАО «Kong Chro»; АО «Mang Yang». ОАО «Kbang» (дочернее общество) находится под управлением ЭАО «Gia Lai».

ЭАО «Gia Lai» выполняет передачу и последующее распределение электроэнергии на всей территории Вьетнамского национального округа. Площадь территории составляет более 15,495 тысяч км<sup>2</sup>, что, от общей территории Социалистической Республики Вьетнам, составляет приблизительно 11%.

В целом к основополагающим приоритетам существующей энергетической стратегии с соблюдением экологической политики ЭАО «Gia Lai», являющейся крупнейшей распределительной сетевой компанией Социалистической Республики Вьетнама, следует отнести такие, которые связаны:

- с полным и надежным обеспечением населения и предприятий страны энергоресурсами по сравнительно доступным и конкурентоспособным ценам с одновременным стимулированием энергосбережения;

- со снижением удельных финансовых затрат на само производство и дальнейшее использование энергоресурсов с рационализацией их возможного потребления, а также с применением энергосберегающих технологий и различного технологического оборудования с целью сокращения энергетических потерь на всех стадиях передачи при распределении и потреблении электроэнергии.

Комплексное выполнение вышеперечисленного позволит снизить расходы и повысить надежность электроснабжения, повысить качество передаваемой

электроэнергии, высвободить мощности для необходимых технологических присоединений и снизить темпы роста тарифов на предоставляемые услуги компанией ЭАО «Gia Lai».

Деятельность компании является основой социально-экономического благополучия Вьетнамского национального округа и осуществляется по трем основным направлениям: передача электрической энергии, технологическое присоединение, инвестиции и ремонты.

Однако при разработке мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии, одновременно возникают проблемы, связанные:

- с определением нормативных значений по технологическому расходу электроэнергии;

- с количественным определением потерь, падающих на хозрасчетные подразделения;

- с планированием величин технического расхода электроэнергии, падающих на подразделения с сильно разветвленными распределительными электрическими сетями.

Стоимость электрической энергии в Социалистической Республике Вьетнама постоянно повышается. Существующему процессу формирования цен на электроэнергию для хозяйствующих объектов свойственно постоянное изменение ценовой политики. Начиная с 1 января 2012 г. вместо стандартной для потребителя цены на электроэнергию введено понятие шести ценовых категорий. Более того, потребителю положено проводить выбор варианта тарифа на услуги по передаче электроэнергии – по одно ставочному или двух ставочному [86-88].

В некоторых ценовых категориях перед использованием энергии у потребителя появляется обязанность планировать свое почасовое потребление электроэнергии, и, если фактический объем отклоняется от запланированного, необходимо оплатить стоимость таких отклонений. Для крупных потребителей предусмотрена необходимость оплаты влияния нагрузки потребителя на соотношение активной и реактивной мощности в присоединении.

Кроме того, в отношении потребителей с максимальной мощностью свыше

670 кВт может быть введена система дополнительной оплаты величины резервируемой мощности. В соответствии с этой системой все потребители должны будут по установленным тарифам производить оплату разницы между фактической мощностью и максимальной мощностью, которая была выделена им сетевой компанией.

Таким образом, конечная стоимость электроэнергии для предприятия стала зависеть от множества факторов, которые влияют на формирование конечной стоимости электрической энергии. Одной из составляющих являются потери электрической энергии в сетях при передаче и доставке потребителю.

При проведении комплексов экономико-организационно-технических мероприятий можно ожидать значительного снижения стоимости электрической энергии. Существующий комплекс мероприятий по снижению потерь за 2017 г. представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Существующий комплекс мероприятий по снижению потерь

электроэнергии в сетях ЭАО «Gia Lai» за 2017 г. [79]

	Основной источник для
Перечень и вид мероприятий	финансирования
	мероприятия
Организационные мероприятия	
Оптимизация распределения нагрузки между параллельными	
подстанциями энергетической системы с переключениями в	себестоимость
основной схеме	
Выполнение отключений для режимов малых нагрузок линий	себестоимости
передач, в случае замкнутой электрической сети и двухцепных линий	Ссосстоимость
Выполнение отключений для режимов малых нагрузок	
действующих трансформаторов на таких подстанциях, где	себестоимость
включены два и более трансформаторов	
Выполнение отключений действующих трансформаторов на	себестонмости
определенных подстанциях в зависимости от сезонной нагрузки	ссосстоимость
Приведение к выравниванию нагрузок фаз для электросети 0,38 кВ	себестоимость
Ведение энергетически-экономичного режима на подстанции со снижением расхода электроэнергии, падающего на собственные нужды	себестоимость

### Окончание таблицы 1.1

Выявление неучтенной электроэнергии в результате проведения рейдов	себестоимость			
Технические мероприятия				
Замена проводов на перегруженных линиях	собственные средства			
Выполнение замены ответвлений от действующих ВЛ 0,38 кВ к существующим зданиям	собственные средства			
Замена на действующих подстанциях перегруженных и установка (введение в эксплуатацию) дополнительных силовых трансформаторов	собственные средства			
Замена недогруженных силовых трансформаторов	собственные средства			
Замена коммутационного оборудования	собственные средства			
Оптимизация нагрузки электросетей за счет строительства	собственные средства			
Мероприятия, направленные на совершенствование систем, обеспечивающих расчетный и				
технический учет электроэнергии				
Установка электросчетчиков повышенных классов точности	собственные средства			
Создание автоматизированных выносных узлов учета в пределах балансовой принадлежности электрических сетей	собственные средства			
Проведение постоянных проверок с последующим обеспечением своевременного и правильного снятия показаний электрических счетчиков на действующих подстанциях и генерирующих электростанциях Составление балансов и выполнение анализа полученного	себестоимость			
небаланса электроэнергии на действующих подстанциях и генерирующих электростанциях	себестоимость			

Данные мероприятия, отраженные в таблице 1.1, в комплексе рассчитаны на снижение потерь при передаче электрической энергии и впоследствии должны снизить себестоимость передачи и затрат.

По итогам работы ЭАО «Gia Lai» в 2017 году объем отпуска электрической энергии из сети потребителям и смежным территориально-сетевой компании в границах балансовой и эксплуатационной ответственности составил 60.055,14

млн. кВт•ч, что в сравнении с показателями 2016 года (64.601,06 млн. кВт•ч) – на 4.545,92 млн. кВт•ч, или 7,04% меньше.

В 2017 году энергетики автоматизировали 89 тыс. точек учета электроэнергии, и сегодня уже почти 19% всех обслуживаемых «Gia Lai» точек учета включены в систему коммерческого учета электроэнергии. Это дало компании в 2018 году дополнительное снижение потерь на 164 млн. кВт•ч.

В 2017 году ЭАО «Gia Lai» вынуждены были направить на компенсацию потерь в сетях «Gia Lai» более 37.185,8 млрд VND. Инвестиционная программа компании в 2017 году оценивалась в 2.891,52 млрд VND. Для того, чтобы обеспечить опережающее развитие электросетевого комплекса регионов «Gia Lai», ЭАО «Gia Lai» необходимо ежегодно увеличивать объемы инвестиционной программы и бороться с потерями, сокращая затраты на их компенсацию. Развитие автоматизированной системы учета и контроля электроэнергии – одна из наиболее действенных мер, предпринимаемых ЭАО «Gia Lai» в этом направлении.

В рамках энергосбережения и повышения энергетической эффективности ЭАО «Gia Lai» и в соответствии с требованием Национального закона от 23.12.2009 № 261-ВСТ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты СР Вьетнам» реализуется «Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ЭАО «Gia Lai» на период 2017-2021 гг.».

Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности системы электроснабжения ЭАО «Gia Lai» содержит следующие задачи [19], [57–59]:

- формирование эффективной системы управления энергосбережением;

- обеспечение государственной политики в области энергосбережения.

В качестве базовых целевых показателей программы приняты:

- уменьшение расхода энергоресурсов на производство и хозяйственные нужды (анализируется период времени до 2021 года погодно);

- снижение уровня потерь при передаче электроэнергии;

- реализация программы перспективного развития систем учета электроэнергии на рынке розничных услуг энергоснабжения;

- проведение очередного обязательного энергетического обследования (период 2019-2020 гг.).

Самыми эффективными мероприятиями программы энергосбережения, препятствующими росту потерь электроэнергии, являются:

- повышение эффективности организации работ;

- поощрение снижения потерь;

- повышение квалификации работников;

- мониторинг эффективности работы персонала;

- совершенствование эксплуатации режимов электрических сетей;

- создание, оптимизация, техническое перевооружение и развитие электрических сетей, ввод в эксплуатацию энергосберегающего оборудования;

- оптимизация расчетов нормативов потерь, балансов электроэнергии по фидерам, центрам питания, и электросети в целом;

- повышение точности расчетного и технического учета, а также измерения электроэнергии;

- выявление, предотвращение и снижение хищений электроэнергии;

- совершенствование нормативно-правовых актов для снижения потерь электроэнергии.

Наибольшим потенциалом для сокращения потерь обладают сети распределительного сетевого комплекса. В сети классов напряжения 0,4-20кВ, уровень потерь в среднем составляет 15%, что выше технической составляющей. Подавляющее большинство потребителей электроэнергии присоединено к сетям 0,4-20кВ [63].

Величину потерь электроэнергии в сетях можно и, более того, нужно снижать. Это выгодно как энергоснабжающим организациям, так и потребителям. Для того чтобы обеспечить устойчивое снижение потерь или их поддержание на технически и экономически обоснованном уровне, необходимо разрабатывать комплексный подход к проблеме, начиная с совершенствования организации работы и заканчивая метрологическим обеспечением учета электрической энергии, техническим перевооружением и модернизацией сетей компании [57].

Очевидно, что на ближайшую и удаленную перспективу останутся актуальными модернизация сетей 0,4-20кВ с установкой изолированного провода на линиях 0,4кВ, а также установка реклоузеров с приборами учета и разукрупнение линий.

Проводимые мероприятия имеют комплексный характер: снижение потерь способствует повышению надежности и качества предоставляемых потребителям услуг по передаче электроэнергии.

## 1.2 Структурный анализ потерь электроэнергии и эффективность функционирования систем электроснабжения в сетях филиалов ЭАО «Gia Lai»

важнейшим Потери электрической энергии служат показателем эффективности функционирования систем электроснабжения и режим работы систем электроснабжения [34-37]. Поэтому расчет потерь электрической энергии, технической И коммерческой составляющих, анализ которых на энергоснабжающих и энергосбытовых предприятиях выполняется ежемесячно в предприятиях электрических сетей.

Нормирование потерь является организационным инструментом стимулирования сетевых организаций к проведению экономически обоснованных мероприятий по уменьшению потерь с целью снижения темпов роста тарифов на электрическую энергию. Сверхнормативные потери электрической энергии в электросетях являются прямыми финансовыми убытками электросетевых компаний.

Динамика отпуска электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии конечным потребителям ЭАО «Gia Lai» за 2013-2017 гг. представлена ниже на рисунке 1.1, в виде гистограммы (по данным полученной конечными потребителями электроэнергии ЭАО «Gia Lai» в 2013-2017 гг.).



Рисунок 1.1 – Динамика отпуска электроэнергии в сеть конечным потребителям

В таблице 1.2 представлена динамика основных показателей сети филиалов и ДЗО ЭАО «Gia Lai» за период 2013-2017 годов [79].

Таблица 1.2 – Динамика показателей сети филиалов и ДЗО ЭАО «Gia Lai» за период с 2013 по 2017 годы

Год	2013	2014	2015	2016	2017
Отпуск в сеть, млн. кВт•ч	75879,21	74766,21	70846,37	70685,71	65506,97
Полезный отпуск, млн. кВт•ч	69866,67	69097,42	65700,98	65037,13	60509,18
Потери, млн. кВт•ч	6012,54	5668,79	5145,39	5648,58	4997,79
Доля потерь, %	7,92%	7,58%	7,26%	7,99%	7,63%

В период с 2013 по 2017 года наблюдается снижение отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска электроэнергии.

На основании данных таблицы 1.2 выполнен расчет отклонений потерь последующего года к предыдущему. Результаты приведены в таблице 1.3.

17

Период	Отклонение потерь, млн кВт•ч	Отклонение потерь, %
2013 - 2014	- 343,75	- 0,34
2014 - 2015	- 523,4	- 0,32
2015 - 2016	+ 503,19	+ 0,73
2016 - 2017	- 650,79	- 0,36

Таблица 1.3 – Расчет отклонений потерь в период с 2013 по 2017 года

В период 2013-2015 гг. прослеживается тенденция к снижению потерь электрической энергии. Однако в 2016 году доля потерь увеличилась на 0,73% по сравнению с 2015 годом. В количественном отношении потери увеличились на 503,19 млн кВт•ч. В 2017 году потери уменьшились на 0,36%, что в количественном отношении равняется 650,79 млн кВт•ч. Динамика потерь электроэнергии представлена на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Динамика потерь электроэнергии ЭАО «Gia Lai» в период с 2013 по 2017 года

В таблице 1.4 представлена информация о потерях электроэнергии в сетях филиалов ЭАО «Gia Lai», используемых для ценообразования в 2017 году.

	Объем потерь электроэнергии (млн кВт•ч)				
Наименование филиала/ДЗО	Всего	По уровням напряжения			
	Deero	BH	CH1	CH2	HH
«Dak Po»	542,71	229,04	62,28	114,89	136,50
«Dak Doa»	299,57	94,61	53,25	80,77	70,95
«Chu Pah»	82,81	30,58	0,47	24,30	27,46
«Chu Prong»	1633,05	524,96	150,24	570,19	387,66
«Chu Se»	692,17	375,91	110,98	113,37	91,91
«Duc Co»	645,71	241,49	50,30	247,61	106,32
«Chu Puh»	229,99	33,05	22,37	85,09	89,48
«Ia Grai»	614,96	178,16	38,93	194,96	202,90
Итого филиалы ЭАО «Gia Lai»	4740,97	1707,8	488,82	1431,18	1113,18
AO «Kbang»	256,80	25,20	9,92	71,87	149,81
Итого филиалы и ДЗО ЭАО «Gia Lai»	4997,77	1733	498,74	1503,05	1262,99

Таблица 1.4 – Потери электроэнергии в сетях филиалов ЭАО «Gia Lai», используемые для ценообразования в 2017 году (млн кВт•ч)

На основе данных таблицы 1.4 можно сделать вывод о том, что наибольший объем потерь среди сети филиалов и ДЗО ЭАО «Gia Lai» наблюдается в филиале «Chu Prong», в количественном отношении равный 1.633,05 млн кВт•ч, что составляет 32,6% от общего объема потерь по ЭАО «Gia Lai».

Минимальный объем потерь среди филиалов и ДЗО ЭАО «Gia Lai» наблюдается у филиала «Chu Pah» – 82,81 млн кВт•ч, что составляет 1,65% от общего объема потерь.

На основе таблицы 1.4 можно произвести расчет потерь электроэнергии в сетях филиалов ДЗО ЭАО «Gia Lai» в процентном соотношении. Результаты представлены в таблице 1.5.

	Объем потерь электроэнергии				
Наименование филиала	Всего	По уровням напряжения			
		BH	CH1	CH2	HH
«Dak Po»	100	42,2	11,5	21,2	25,1
«Dak Doa»	100	31,6	17,8	27	23,7
«Chu Pah»	100	36,9	0,6	29,3	33,2
«Chu Prong»	100	32,1	9,2	34,9	23,7
«Chu Se»	100	54,3	16	16,4	13,3
«Duc Co»	100	37,4	7,8	38,3	16,5
«Chu Puh»	100	14,4	9,7	37	38,9
«Ia Grai»	100	29	6,3	31,7	33
Итого филиалы ЭАО «Gia Lai»	100	36	10,3	30,2	23,5
AO Kbang»	100	9,8	3,9	28	58,3
Итого филиалы и ДЗО ЭАО «Gia Lai»	100	34,7	10	30,1	25,3

Таблица 1.5 – Потери электроэнергии в сетях филиалов ЭАО «Gia Lai»,

используемые для ценообразования в 2017 году (%)

По данным таблиц 1.4 и 1.5 можно сравнить объемы потерь электрической энергии по видам напряжения среди филиалов и ДЗО ЭАО «Gia Lai».

Наибольший объем потерь наблюдается по высокому уровню напряжения (ВН) – 1733 млн кВт•ч (34,7% от общего объема потерь), а наименьший уровень потерь – по первому среднему уровню напряжения (СН1), он равен 498,74 млн кВт•ч (10,0% от общего объема потерь).

Наибольшие потери по высокому напряжению (ВН) наблюдаются в филиале «Chu Prong». Величина данного объема потерь находится на уровне 1633,05 млн кВт•ч среди всех филиалов и отдельно ДЗО ЭАО «Gia Lai». Величина минимального объема потерь на линии ВН характерна для филиала АО «Kbang», которая составляет 25,20 млн кВт•ч (9,8% от общего объема потерь по филиалу АО «Kbang»).

Среди филиалов и ДЗО ЭАО «Gia Lai» максимальное значение объема потерь по первому среднему уровню напряжения (CH1) наблюдается в филиале «Chu Prong». Объем таких потерь по данному уровню напряжения равен 150,24 млн кВт•ч, что составляет 9,2% от общего объема потерь по филиалу «Chu

Prong». Наименьший уровень объема потерь на данном уровне напряжения установлен в филиале «Chu Pah» – 0,47 млн кВт•ч, что составляет 0,6% от общего объема потерь по филиалу «Chu Pah».

По второму среднему напряжению (CH2) наибольший уровень объема потерь показал филиал «Chu Prong» – 570,19 млн кВт•ч (34,9% от общего объема потерь по филиалу «Chu Prong»). У филиала «Chu Pah» наименьший уровень объема потерь по величине второго среднего напряжения (CH2) – 24,30 млн кВт•ч, что составляет 29,3% от общего объема потерь по филиалу «Chu Pah».

Величина наибольших потерь по низкому напряжению (НН) наблюдается в филиале «Chu Prong». Величина такого объема потерь составляет 387,66 млн кВт•ч (23,7% от общего объема потерь по филиалу «Chu Prong»). Минимальный объем потерь по уровню напряжения НН наблюдается в филиале «Chu Pah» – 27,46 млн кВт•ч (33,2% от общего объема потерь по филиалу «Chu Pah»).

В таблице 1.6 представлены мероприятия по снижению потерь электроэнергии, проведенные ЭАО «Gia Lai» в 2017 году, и объем экономии, достигнутый после их проведения.

Таблица 1.6 – Мероприятия по снижению потерь электроэнергии, проведенные ЭАО «Gia Lai» в 2017 году, и объем экономии, достигнутый после их проведения

	Энергетический	Экономический
паименование выполненного мероприятия	эффект, млн кВт•ч	эффект, млн VND.
Выявление без учетного потребления	147	101926,08
Выявление бездоговорного потребления	6	4337,28
Программа перспективного развития систем учета	58	40119,84
Энергосервисная деятельность	148	102648,96
Технические мероприятия (поддерживающие)	15	10481,76
Технические мероприятия (снижающие)	12	8313,12
Итого:	386	267465,6

За счет реализации комплекса мероприятий по снижению потерь в 2017 году

объем экономии составил 386 млн кВт•ч (267.465,6 млн VND.), при этом за счет поддерживающих мероприятий объем экономии составил 21 млн кВт•ч (14.457,6 млн VND.), за счет снижающих мероприятий объем экономии составил 365 млн кВт•ч (253.008 млн VND.).

### 1.3 Анализ и выбор перспективных методов определения потерь электроэнергии в сетях напряжением 10(6)-35кВ

Достигнуть снижения потерь электроэнергии в электросетях можно проведением мероприятий, связанных с общей конфигурацией сети (т.е. такой алгоритм снижения потерь будет входить в комплексный план компании по развитию), а также разработкой и внедрением точечных мероприятий, которые будут направлены на тотальное снижение общих потерь электроэнергии в электросети. В связи с этим все возможные и доступные мероприятия, направленные на тотальное снижение общих энергетических потерь, условно разделим на такие основные группы [19–23, 38-42]:

- организационные. Данные мероприятия включают совершенствование эксплуатационного обслуживания оборудования и электрических сетей, выполнение оптимизационных действий, направленных на режимы работы электросетей и их структуру. Такие мероприятия являются практически беззатратными;

- технические. Данные мероприятия включают оптимизацию структуры, модернизацию и строительство сетей. Такие мероприятия предполагают дополнительные капиталовложения;

- мероприятия, связанные с совершенствованием учета электроэнергии. Таким мероприятиям свойственна, с одной стороны, беззатратность, а с другой – могут потребоваться дополнительные затраты (в случае введения новых точек учета электроэнергии).

В соответствии с вышеизложенным, приведем на рисунке 1.3 классификацию мероприятий, которые направлены на снижение потерь электроэнергии.



Рисунок 1.3 – Общий вид структурной схемы классификации мероприятий,

#### снижения потерь в электросетях

Существующие особенности отдельных мероприятий, проявляющиеся в получении количественного энергетического эффекта или в денежном выражении, позволяют выполнить их структурирование в виде соответствующих групп:

- связанных с процессом совершенствования элементов управления существующими эксплуатационными режимами в действующих электросетях;

направленных на выполнение процессов комплексной автоматизации всех
элементов управления существующими эксплуатационными режимами в
действующих электросетях;

- имеющих цель, связанную с оптимизационными процессами всей действующей структуры электросетей;

- сконцентрированных на процессе учета электроэнергии, с разработкой и внедрением инновационных подходов и постоянном его совершенствовании.

Совершенствование управления эксплуатационными режимами действующих электросетей связано с мероприятиями [9–11]:

- связанными с проведением полного комплекса переключений в рабочей и действующей схеме электросети, которые дадут гарантию по полному обеспечению необходимого количественного распределения электроэнергии и, как результат, позволят получить минимальный уровень общих потерь;

- связанными с переводом всех генераторных мощностей электростанций, которые не задействованы, в режим СК;

- связанными с централизованным регулированием высокого напряжения в радиальных электросетях 6-110 кВ. Такое регулирование открывает возможность получить минимальные величины общих потерь электроэнергии, обеспечив конечным потребителям электроэнергии – допустимые отклонения напряжения на электроприемниках;

- связанными с размыканием в определенных точках на ВЛ 6-35 кВ, у которых обеспечено двухстороннее питание. Такие операции могут гарантировать бесперебойное электроснабжение всем конечным потребителям, обеспечив при этом минимальный уровень общих потерь;

- связанными с комплексным отключением задействованного трансформатора в случае низких нагрузочных режимов с условием, что на подстанции задействовано и работает два и более таких агрегата;

- связанными с выравниванием существующих нагрузок, если они имеют разные величины для фаз электросетей с напряжением 0,4 кВ.

Установить оптимальные параметры эксплуатационных режимов работы для многих электрических устройств и агрегатов можно с помощью использования местных параметров, которые характеризуют текущее состояние рабочего эксплуатационного режима определенной электросети. Их регулирование лучше всего выполнить с использованием возможностей автоматических устройств, поскольку они находятся рядом либо в том же месте, что и регулируемое оборудование. В результате может быть получен эффект более высокого уровня в связи с проведением постоянного мониторинга процесса изменения нагрузочных режимов, чем если бы такое регулирование выполнялось энергодиспетчером. К мероприятиям, направленных на процесс комплексной автоматизации по управлению эксплуатационными режимами электросетей, следует отнести выполнение установки и ввода в работу таких элементов, как [11, 39]:

- автоматические регуляторы напряжения. Такие регуляторы предназначены для трансформаторов с РПН;

- автоматические регуляторы. Такие регуляторы должны совместно работать с источниками реактивной мощности;

- технические средства, предназначенные для телеизмерений.

К мероприятиям по структурной оптимизации действующих электросетей могут быть отнесены [11, 39]:

- процессы разукрупнения действующих подстанций. Такое разукрупнение осуществляется с помощью ввода дополнительных силовых агрегатов и ВЛ. При этом можно обеспечить разгрузку сильно перегруженных эксплуатационных электросетей. Также разукрупнение быть участков может связано с перемещением силовых агрегатов с одной на другую действующую подстанцию, что, в свою очередь, позволит нормализовать процесс их загруженности. Кроме вспомогательной того, разукрупнение может происходить при вводе коммутационной аппаратуры и аппаратов, и т.п.;

- процессы ввода дополнительных компенсирующих устройств (КУ) на действующих подстанциях и в границах существующей энергосистемы;

- процессы ввода вспомогательных технических средств. Такие средства используются для выполнения регулирования напряжения. К ним могут быть отнесены трансформаторы, имеющие свойства продольно-поперечного регулирования напряжения, вольтодобавочные силовые агрегаты, агрегаты с РПН и т.д.).

Проведение оптимизации структуры электросетей выполняют путем комплексного анализа технических условий, а к определяющему параметру может быть отнесен уровень потерь электроэнергии, который обычно не применяется как основной. В связи с этим выполнение структурной оптимизации является мероприятием, которое нацелено на сопутствующее снижение в общих энергетических потерях, т.е. его нельзя считать мероприятием, которое имеет цель по снижению всех общих энергетических потерь. Величина такого снижения находится с помощью сравнения измеренных значений, которые были получены для действующей электросети и после выполнения ее структурной оптимизации.

Для снижения уровня общих потерь разрабатывают и применяют мероприятия, при которых организовывается ввод КУ и вновь разработанных технических средств, предназначенных для непосредственного регулирования напряжения. В некоторых случаях целью таких мероприятий является увеличение суммарной емкости действующей электросети либо процесс нормализации существующих отклонений напряжения. Оценить количественную эффективность таких мероприятий можно на основании сравнения измеренных значений энергетических потерь, которые были получены для действующей электросети и после внедрения мероприятий [35, 40-42].

Мероприятия, направленные на совершенствование учета электроэнергии, связаны:

обеспечением работы В условиях нормально-допустимых с режимов действующих измерительных трансформаторов и установленных счетчиков по учету электроэнергии соответственно. Такие случаи включают в себя отсутствие режимов недогрузки первичных цепей трансформатора тока, возможность появления режимов перегрузки вторичных цепей трансформатора тока и необходимых трансформатора напряжения, поддержка влажностных И температурных условий, необходимость устранения возникающих вибраций на счетчиках и т.д.;

 - с заменой старых и применением новых измерительных трансформаторов с лучшими выходными характеристиками, и номинальными параметрами, которые будут соответствовать фактическому нагрузочному режиму;

- с заменой старых и применением новых приборов, которым свойственны лучшие характеристики по учету электроэнергии;

- с головным (техническим) учетом электроэнергии на действующих подстанциях при помощи установки приборов учета на отходящих радиальных линиях;

- с выполнением периодических повсеместных проверок по соблюдению условий эксплуатационной работы счетчиков по учету электроэнергии, расположенных у конечных потребителей, а также выявлению возможного несанкционированного отбора электроэнергии (хищений).

Нормально-допустимые условия работы всех действующих приборов по учету электроэнергии, а также их периодическая поверка, относятся к элементарным нормативно-техническим требованиям, т.е. таковые не нуждаются в дополнительных разъяснениях.

Для обоснованности замены старых и применением новых измерительных приборов по учету электроэнергии, которым свойственны лучшие характеристики, и установления последовательности такой замены, необходимо рассчитать все варианты полученных в результате величин снижения общих потерь, падающих на имеющиеся технические погрешности действующих приборов учета в случае замены таковых.

Технический учет электроэнергии на подстанциях с помощью установленных приборов учета на отходящих линиях от нее представляет собой целесообразность такого мероприятия; при этом необходимо использовать существующие радиальные линии 35-110 кВ, действующие фидера 6-10кВ и линии 0,4 кВ.

В результате осуществления такой установки приборов учета открывается возможность по определению фактических небалансов передачи-приема электроэнергии, а также по повышению точности при выполнении расчетов возможных технических потерь в процессе приема-передачи электроэнергии с локализацией возможных очагов коммерческих потерь [39].

Для каждой из вышеперечисленной группы мероприятий характерна организационная и техническая составляющая.

Организационная составляющая мероприятий, направленных на снижение энергетических потерь, связана:

- с внедрением нового программного обеспечения, с выполнением расчетных вычислений для выбора подходящих мероприятий, которые позволят снизить потери и произвести оценку потребных экономических показателей;

- с разработкой комплексного плана мероприятий;

- с выпуском и утверждением организационно-распорядительных и нормативных документов, которые в определенной степени помогут установить ответственность определенных подразделений за каждую составляющую энергетических потерь, а также в утвержденный планом срок установят необходимость выполнения мероприятий, направленных на их снижение;

с разработкой стимулирующей программы для рабочего персонала, которая
будет оказывать влияние на величину потерь электроэнергии (за снижение потерь
– выплачивается премия или надбавка к заработной плате);

- с разработкой системы контроля и последующим ее введением. Данная система нацелена на функциональную проверку качества проведения работ, в результате которых можно ожидать снижения потерь электроэнергии. Кроме того, данная система позволит производить анализ и контролировать сформированные данные и показатели учета;

- с закладыванием в бюджете компании средств, которые будут направляться на приобретение новых технологического оборудования и устройств, учитывая расходы на доставку и последующую установку;

- с разработкой и установлением перечня обозначенных условий в действующих и вновь подписываемых договорах на поставку электроэнергии, которые будут регулировать величину суммарного потребления реактивной мощности конечными потребителями согласно действующей нормативно-правовой базы.

Подытоживая, отметим, что прямой количественный эффект, проявляющийся в снижении любых потерь электроэнергии, не достигается с помощью вышеприведенных действий обозначенных мероприятий, т.е., такого эффекта можно достичь только косвенно.

Техническая составляющая мероприятий, направленных на снижение энергетических потерь, связана [63]:

- с реализацией плана по оптимальному управлению эксплуатационными режимами электросетей;

- с установкой и вводом в действие новых технических средств, предназначенных для снижения энергетических потерь, а также с использованием дополнительных телеизмерений, контролирующих технических средств изменяющиеся параметры различных режимов нагрузки электросетей технические И С устройств применением новых инновационных (c заменой старых), предназначенных для их управления в автоматическом режиме.

Характерно, что все электросетевые компании разрабатывают и выполняют реализацию различных программ по снижению энергетических потерь: постоянно материального внедряются механизмы стимулирования персонала И персональной ответственности за реализацию программ по снижению энергетических потерь.

Главное условие, которое необходимо для реального внедрения тех или иных мероприятий, направленных на снижение энергетических потерь, особенно для активной составляющей мощности и одновременного улучшения показателей качества передаваемой электроэнергии, заключается в разработке и принятии необходимой базы нормативно-правового регулирования.

Технические мероприятия по снижению энергетических потерь в распределительных сетях служат для снижения технических энергетических потерь во время распределения ее по действующим электросетям.

Целевые мероприятия, связанные со снижением потерь электроэнергии в электросетях «Chu Prong» Вьетнама, связаны с традиционными, наиболее простыми, например, выполнение замены проводов воздушных линий перегруженных ЛЭП на воздушные линии, имеющих большее сечение, а также с заменой перегруженных или перестановкой недогруженных трансформаторов, замена действующих ответвлений ВЛ, выполнение необходимых отключений трансформаторов на подстанциях с определенным нагрузочным режимом, организация рейдов, направленных на выявление незаконного потребления электроэнергии и т.д.

29

К мероприятиям типового перечня, которые не нашли широкого применения в электрических сетях 0,4-35кВ следует отнести: оптимизацию рабочих мест размыкания ВЛ 6-35 кВ, имеющие двустороннее питание; оптимизацию величин рабочих напряжений, которые могут регулироваться в радиальных электрических сетях – центрами питания; ремонтные и эксплуатационные работы, выполняемые под напряжением; установку и ввод в эксплуатационные работу КУ реактивной мощности, вольтодобавочных трансформаторов; выполнение разукрупнения распределительных ВЛ 0,4-35кВ; повышение напряжения в электросетях 6-10 кВ до 20 кВ, особенно это необходимо выполнять в районах и местах, где характерна высокая плотность нагрузки. Величина экономической эффективности при таких целевых мероприятиях, связанных со снижением потерь электроэнергии в электросетях «Chu Prong» Вьетнама в 2015 году приведена в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Величина экономической эффективности при таких целевых мероприятиях, связанных со снижением потерь электроэнергии в электросетях

«Chu	Prong»	Вьетнама	в 201	5 году

	Энергетический и экономический		
Группы мероприятий	эффект		
	млн кВт•ч	млн VND.	
Целевые, в т.ч.:	1342,9	1295,80	
- направленные на снижение потерь электроэнергии	1313,2	1247,12	
- другие проекты	29,7	48,68	
Нецелевые, в т.ч. программы:	681,3	485,28	
- по развитию систем учета	617,1	437,68	
- по реновации	46,2	30,24	
- по перспективному развитию распределительной сети	16,0	16,60	
- другое	2,0	0,76	
Итого	2024,2	1781,08	

#### Выводы

Передача и распределение электроэнергии характеризуются неизбежными потерями в электрических сетях. Общие потери электроэнергии могут быть отнесены к технологическим и/или коммерческим. Первые обусловлены физическими процессами при передаче электроэнергии, а вторые возникают из-за хищений электрической энергии, несоответствия показаний счетчиков плате за электроэнергию потребителями и из-за других причин.

Объем фактических потерь непосредственно влияет на финансовый результат деятельности сетевой организации, поэтому одной из первоочередных задач сетевых организаций является снижение уровня потерь электроэнергии во время ее передачи по электросетям. Снижение потерь электрической энергии – сложный процесс, который предусматривает выполнение технических и организационных мероприятий.

В ходе выполнения диссертационной работы были раскрыты теоретические аспекты формирования потерь электрической энергии, изучена нормативноправовая база расчета технологических потерь, проведен анализ фактических потерь электрической энергии, возникающих в электрических сетях ЭАО «Gia Lai», а также разработаны и оценены с точки зрения их эффективности мероприятия по снижению потерь по конкретному филиалу.

В качестве основного объекта исследований и выработки научнообоснованных рекомендаций по повышению надежности электроснабжения была выбрана распределительная сеть 10(6)-35кВ системы электроснабжения городского района «Chu Prong», ЭАО «Gia Lai» Вьетнама, на которую приходится большая часть суммарных потерь электрической энергии.

### ГЛАВА 2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ВЫБОРУ И ОПРЕДЕЛЕНИЮ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО РАЙОНА

### 2.1 Структурные особенности и режимы работы системы электроснабжения городского района

Система электроснабжения городского района выполняется сложнозамкнутой конфигурации (топологии), но работает в разомкнутой Преимуществами конфигурации [11]. разомкнутых являются простая конфигурация, относительно низкая стоимость, удобство координации защит и снижение токов короткого замыкания. Достоинствами замкнутых конфигураций являются независимость потокораспределения от потоков сети высокого напряжения, отсутствие влияния токов коротких замыканий в прилегающих сетях, высокая надежность электроснабжения.

Режим работы системы электроснабжения разомкнутой конфигурации, в отличие от замкнутой, в большей степени зависит от режимов работы потребителей энергии и в меньшей – от нагрузок других сетей.

Распределительные сети системы электроснабжения городского района распределяют электроэнергию от подстанций системообразующей сети к центрам питания промышленных, городских потребителей. Центрами питания (ЦП) распределительной электрической сети (РЭС) являются подстанции напряжением 6-150 (220)кВ) [45]. Распределительная электрическая сеть составляет электрических сетей, большинство создавая около 78% общих потерь электроэнергии, в том числе сети 35 кВ – 16% и сети 0,38-20 кВ – 34% [47].

Эксплуатация системы электроснабжения также может быть связана с актуальной задачей оптимизации нормальных параметров рабочих режимов и ее конфигурации. Достижение цели требуемого уровня надежности электроснабжения в городских распределительных электросетях напряжением 10(6)-35 кВ происходит, как правило, в результате выполнения реконфигурации топологии (см. рисунок 2.1). Они могут питаться от подстанций, подключенных как к одной линии (рисунок 2.1, *a*), так и к разным (рисунок 2.1, *б*).



Рисунок 2.1 – Конфигурации распределительных сетей: *а – сложнозамкнутая конфигурация; б – разомкнутая конфигурация* 

В сложнозамкнутой распределительной сети со сравнительно небольшими сопротивлениями отдельных ее участков трудно обеспечить простую защиту от коротких замыканий, функционирующую селективно, т. е. отключающую данный участок исключительно в случаях повреждений на нем и не реагирующую на повреждения других участков [11, 21].

Распределительные сети наиболее проблемные и затратные. На их долю приходится порядка половины основных фондов электроэнергетического сектора, в них же сосредоточено большинство потерь электроэнергии. Недооценка роли распределительных сетей приводит к негативным экономическим и социальным последствиям.

На потери в разомкнутых сетях приходится до 75% суммарных потерь. Возможности их расчета обусловливают определение объективных плановых потерь для энергосистемы в целом, равно как и выбора мероприятий по их снижению, что свидетельствует о необходимости разработки эффективных методов расчета суммарных потерь электроэнергии, а также выявления очагов повышенных потерь с применением ограниченной информации об их схемах и нагрузках.

# 2.2 Обзор исследований по решениям оптимизационных задач в условиях системы электроснабжения

Проблемы энергосбережения и повышения энергетической эффективности системы электроснабжения потребовали немедленного решения в связи с увеличением объемов потребляемой мощности и усложнения процесса производства, доставки, дистрибуции и потребления электроэнергии [5, 15, 21].

Начиная с середины 1990-х годов в связи с делением единой энергосистемы в элементах регистрируется дефицит активной отдельных ee мощности, обусловливающий рост себестоимости электроэнергии. На выбор способов управления распределительной сетью в эксплуатационных режимах влияют задачи обеспечить ee наибольшую экономическую эффективность при соблюдении требований по условиям связи с энергосистемой, при этом применяются такие способы управления, как «выбор рационального состава элементов и выбор параметров режима» [15].

Что касается рациональной стратегии развития системы электроснабжения, в работе [31] Г.В. Шведовым дана методика анализа и определения стратегии развития систем электроснабжения, базирующаяся на положениях теории нечетких множеств, учитывающая «неопределенность части исходной информации». Д.Ю. Лейзгольдом [20] изучены вопросы энергоэффективной работы химического предприятия путем оптимизации затрат на потребляемую из сети электроэнергию с учетом особенностей технологического процесса. В работе [18] представлен способ разработки оптимального электропотребления промышленного предприятия.

Очевидна необходимость решения основных оптимизационных задач при совместной эксплуатации распределительной сети и систем электроснабжения. В работах В.А. Будзко [4], А.Н. Костина [18] и А.В. Паздерина [23], А.М. Гашимова управления [11]. B.A. Лале [12] представлены задачи оптимального электроэнергетическими системами. В статье [8] Е.А. Волковой представлено математическое моделирование оптимальных режимов электростанций В процессе проектирования электроэнергетических перспективного систем,

состоящее из подготовки исходной информации о системе, определения ее размеров, суммарной мощности и режимов работы оборудования.

При оптимизации текущих режимов системы электроснабжения, как и в системообразующих сетях, в виде критерия может быть использован минимум уровня потерь активной мощности или же энергии. Такую оптимизацию необходимо производить, учитывая и соблюдая требования, предъявляемые к надежности системы электроснабжения, качеству получаемого напряжения, с обеспечением требуемого уровня пропускной способности, с учетом ограничений токов короткого замыкания, с обеспечением возможности для полноценной эксплуатации подстанций и ВЛ, и др.

Вместе с тем подобный подход на практике требует учета ряда дополнительных условий. Во-первых, нагрузки в узлах сети изменяются в продолжение суток и в зависимости от времени года, и переход от одного режима к другому меняет оптимальные места расположения точек потокораздела. Так как изменение режима не позволяет бесконечно менять точки размыкания сети, разумнее применять критерий минимума потерь электроэнергии в определённый отрезок времени, и анализировать различные нагрузочные режимы сети. Оптимизация должна проводиться посезонно.

В современном подходе по созданию системы управления заложена необходимость информации, характеризирующей получения актуальную топологию электросети, ведомости о текущих режимных параметрах и возможное воздействие на основные устройства управления. Основные устройства управления распределительных сетей на сегодняшний момент состоят из коммутационной аппаратуры, включая и вакуумные реклоузеры, отпаек регулирования под нагрузкой действующих силовых трансформаторов, устройств компенсации реактивной мощности, источников малой генерации (или распределенной генерации) [48].

Наилучший результат в повышении эффективности эксплуатационной работы электросетей среди приведенных устройств достигается изменением их топологии при коммутационных переключениях. Возможности использования

регулирования по выдаче активной и реактивной мощностей генерирующих установок открывают Данные распределительных новые перспективы. перспективы связаны с управлением энергетическими потоками для тех электросетей, в которых они были установлены [79]. В связи с этим необходимо расширить круг задач, которые обеспечили бы надежную и эффективную работу электросетей, достигается посредством технического развития что распределительных сетей.

Решить поставленные задачи не представляется возможным без построения и разработки математической модели, которая будет характеризовать текущий режим эксплуатационной работы электросети с целью принятия дальнейшего решения в устройстве управления, а также для дальнейшего развития и модернизации информационно-измерительного комплекса.

# 2.3 Эквивалентная модель Нортона фидера 20/0,4 кВ для оценки потерь в распределительной сети городского района

Постоянные измерения и мониторинг качества электроэнергии должны проводиться регулярно, особенно для низковольтных сетевых нагрузок. Эта практика позволяет лучше описать гармоники и лучше понять последствия типичной работы приборов, широко используемых в однофазных сетях. С данной целью сообщается о некоторых результатах, полученных в лаборатории.

В диссертационной работе используется точная эквивалентная модель Нортона фидера 20/0,4 кВ РЭС городского района для оценки потерь в распределительной сети. В данной модели бытовые, торговые и офисные типы нагрузок потребителей моделируются в процессе синтеза. Модель фидера РЭС городского района получается путем объединения различных моделей нагрузки для бытовых, торговых и офисных нагрузок.

Устройства смоделированы по методике, эквивалентной модели Нортона. Чтобы получить модель устройства, эквивалентную модели Нортона, требуются результаты измерений при различных условиях эксплуатации. Таким образом,
формы сигналов напряжения и тока для более чем 32 нелинейных устройств измеряются с использованием набора анализаторов качества электроэнергии РМ 175-«SATEC». Параметры модели Нортона для каждого устройства рассчитываются с использованием результатов измерений при различных условиях эксплуатации. Более подробная информация об эквивалентной модели устройств и нагрузок Нортона представлена в [27-30, 39, 75, 81], введены показатели для количественной оценки влияния каждого устройства на качество электроэнергии в системах распределения электроэнергии. ПКЭ учитывают гармонические искажения, вызванные каждой нагрузкой, их среднеквадратичное значение тока и ежедневное время работы.

### 2.3.1 Влияние гармонических составляющих на потери мощности

Как описано в [77], искажения напряжения характеризуются согласно ГОСТ коэффициентом искажения синусоидальной формы кривой напряжения и тока

$$K_{U,h}(\%) = 100.\frac{U_h}{U_1},$$
 (2.1)  $K_{I,h}(\%) = 100.\frac{I_h}{I_1}$  (2.2)

Запишем,  $I_h/U_h$  - гармоника тока/ напряжения порядка *h*, а  $I_1/U_1$ фундаментальная составляющая тока/ напряжения. Тем не менее для определения уровня гармонических составляющих выходного переменного сигнала широко используется суммарное значение коэффициента нелинейных искажений тока и напряжения. Суммарное значение коэффициента нелинейных искажений тока и напряжения формы сигнала, загрязненного гармониками, может быть выражено, как:

$$I = I_1^2 \cdot (1 + K_I^2), \qquad (2.3) \qquad \qquad U = U_1^2 \cdot (1 + K_U^2) \qquad (2.4)$$

где I и U – среднеквадратическое значение тока и напряжения. Разделение среднеквадратичного значения тока и напряжения на основные и гармонические составляющие определяет кажущуюся мощность следующим образом [40].

$$S^{2} = U^{2} \cdot I^{2} = (U_{1}^{2} + U_{h}^{2}) \cdot (U_{1}^{2} + U_{h}^{2}) = S_{1}^{2} + S_{N}^{2}, \, \Gamma_{\text{де:}} S_{N} = \sqrt{S^{2} - S_{1}^{2}}$$
(2.5)

где  $S_1$  – основная кажущаяся мощность. Наличие гармоник приводит к появлению нового типа неосновной кажущейся мощности ( $S_N$ ), которая определяется по следующим выражениям [40]:

$$S_N = D_I^2 + D_U^2 + D_H^2, \quad (2.6) \qquad S_H = U_H I_H = S_1 K_U K_I \quad (2.7)$$

здесь:

$$D_I = U_1 I_H = S_1 K_I, \qquad (2.8) \qquad \qquad D_U = U_H I_1 = S_1 K_U \qquad (2.9)$$

На коэффициент мощности ( $\lambda = \cos \varphi$ ) влияет не только фазовое смещение между формой волны напряжения и тока. Существование неосновной кажущейся мощности ( $S_N$ ) также влияет на коэффициент мощности. Коэффициент мощности будет уменьшаться при наличии гармоник и, следовательно, мощности искажения ( $S_N$ ). В случае присутствия гармоник коэффициент мощности состоит из двух факторов: коэффициента мощности смещения ( $\lambda_C$ ) и коэффициента искажения ( $\lambda_H$ ).

$$\lambda = \frac{P}{S} = \frac{P}{S_1} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + K_I^2} \cdot \sqrt{1 + K_U^2}} = \lambda_C \cdot \lambda_H$$
(2.10)

$$\lambda_{C} = \frac{P}{S_{1}},$$
 (2.11)  $\lambda_{H} = \frac{1}{\sqrt{1 + K_{I}^{2}} \cdot \sqrt{1 + K_{U}^{2}}} = \frac{S_{1}}{S}$  (2.12)

Нелинейные нагрузки можно рассматривать как источники реальной гармонической мощности, которые вводят действительную гармоническую мощность в систему распределения, являющуюся произведением гармонического напряжения и тока одинаковых порядков. Хотя эта мощность намного меньше основной реальной мощности, наличие искажающей мощности, вызванной гармониками, приведет к увеличению потерь в системе энергоснабжения.

Для трехфазной сети общие потери показаны в уравнении (2.13).

$$\Delta P = R_{_{n}}I^{2} = R_{_{n}}(I_{_{1}}^{2} + \sum_{_{2}}^{^{n}}I_{_{n}}^{2}) = R_{_{n}}I_{_{1}}^{2}(1 + K_{_{I}}^{2})$$
(2.13)

Следовательно, из (2.13) можно видеть, что значительное увеличение потерь активной мощности будет происходить при наличии гармонических искажений. Например, при  $K_1 = 40\%$  потери будут увеличены на 16%.

#### 2.3.2 Эквивалентная модель Нортона для нелинейной нагрузки

Для расчета модели Нортона нелинейной нагрузки ДЛЯ можно использовать схему эквивалента Тевенина. В данной схеме сторона питания Тевенина, а сторона нелинейной нагрузки представлена эквивалентом представлена его эквивалентом Нортона. Для расчета параметров модели Нортона необходимы измерения спектров напряжения и тока при двух разных условиях работы системы питания. Изменение рабочего состояния системы питания может быть получено, например, путем переключения параллельного трансформатора, шунтирующего конденсатора, полного сопротивления шунта или некоторых других изменений, которые вызывают изменение гармонического импеданса системы питания [68]. Однако такие изменения в системе снабжения не приведут к уникальным параметрам для модели Нортона, а параметры модели зависят от количества изменений. Это делает точность модели спорной. В [64] показано, что параметры модели Нортона, полученные путем изменения напряжения питания, являются более точными и справедливыми для более широкого диапазона изменений напряжения. Кроме того, изменение напряжения питания, помимо его простоты, не требует переключения больших конденсаторов или импеданса, что может вызвать некоторые проблемы для элементов сети. Схема эквивалента Тевенина показана на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2 – Модель Нортона со стороны нагрузки и эквивалент Тевенина

39

Как показано на рисунке 2.2, когда напряжение питания изменяется, гармоническое напряжение  $U_h$  и гармонический ток  $I_h$  будут меняться, и  $I_{N,h}$  находит путь, который состоит из параллельной комбинации  $Z_{N,h}$  и полного сопротивления системы питания. Предполагая, что условия работы нелинейной нагрузки не изменятся, из рисунка 2.2 видно, что  $I_{h,1}$  и  $I_{h,2}$  могут быть выражены как:

$$I_{h,1} = I_{N,h} - I_{ZN,h,1},$$
 (2.14)  $I_{h,2} = I_{N,h} - I_{ZN,h,2}$  (2.15)

Гармонический ток импеданса Нортона *I*<sub>*ZN*,*h*</sub> до и после изменений может быть выражен как:

$$I_{ZN,h,1} = \frac{U_{h,1}}{Z_{N,h}}, \qquad (2.16) \qquad I_{ZN,h,2} = \frac{U_{h,2}}{Z_{N,h}} \qquad (2.17)$$

Подставляя уравнения (2.16), (2.17) в уравнения (2.14), (2.15), решения для  $Z_{N,h}$ , и  $I_{N,h}$ , записываются следующим образом [64]:

$$Z_{N,h} = \frac{U_{h,1} - U_{h,2}}{I_{h,1} - I_{h,2}}, \qquad (2.18) \qquad I_{N,h} = I_{h,1} + \frac{U_{h,1}}{Z_{N,h}} = I_{h,2} + \frac{U_{h,2}}{Z_{N,h}} \qquad (2.19)$$

где  $U_{h,1}$ ,  $I_{h,1}$  и  $U_{h,2}$ ,  $I_{h,2}$  являются гармониками напряжения и тока, измеренными до изменения рабочего состояния. Эти уравнения являются сложными, и фазовые углы должны быть точно измерены. В следующем разделе модель Нортона разработана для некоторых часто используемых устройств.

#### 2.3.3 Эквивалентная модель Нортона для разных нагрузок

В этом разделе разрабатывается модель для бытовых, торговых и офисных нагрузок путем объединения соответствующих моделей устройств. Для разработки модели Нортона для каждого устройства необходимы как минимум два измерения при разных условиях работы системы питания. Более подробная информация о том, как достичь параметров эквивалентной модели Нортона, используя результаты измерений, описана в предыдущих разделах [35, 64].

Параметры модели, эквивалентной Нортону, состоят из  $I_N$  и  $Z_N$  для каждого порядка гармоник. Эквивалентная модель Нортона разрабатывается для каждого

порядка гармоник отдельно, а полная эквивалентная модель Нортона получается путем объединения этих моделей. Параметры модели Нортона для различных бытовых нагрузок приведены в таблице 2.1.

Нагрузка	$K_I$	$S_{I}$	$P_{I}$	$Q_l$	$S_N$	$\lambda$	$\lambda_{C}$	$\lambda_{\!_{H}}$
КЛЛ	155,00	8,06	4,00	-7,00	12,50	0,48	0,89	0,54
Вентилятор	5,39	49,59	49,50	-2,96	2,67	0,99	0,99	1,00
Холодильник	15,53	130,59	106,95	74,93	20,28	0,80	0,81	0,99
АПК	114,05	152,20	95,91	-18,18	173,59	0,63	0,95	0,66
Ноутбук	159,60	51,82	26,00	-44,83	82,71	0,50	0,94	0,53
Телевизор	142,73	93,47	49,60	-79,23	133,42	0,53	0,92	0,57
Стиральная машина	2,42	2072,28	2072,2	-12,31	50,15	0,48	0,48	1,00
Пылесос	21,97	1024,94	987,36	275,00	225,18	0,96	0,99	0,98
Утюг	2,96	1119,60	1119,4	-21,00	33,17	1,00	1,00	1,00
Сушилка	8 4 3	526.76	525.00	43.00	44 47	1.00	1.00	1.00
(медленная скорость)	0,15	520,70	525,00	15,00	11,12	1,00	1,00	1,00
Сушилка	3.15	980 17	980.00	18.00	30.88	1.00	1.00	1.00
(быстрая скорость)	5,15	200,17	,00	10,00	50,00	1,00	1,00	1,00
Мороженица	9,69	313,37	217,79	225,32	30,36	0,69	0,70	1,00
Светодиодная лампа	8,23	74,78	28,95	68,95	6,16	0,38	0,39	1,00
Накаливания лампа	2,83	96,17	96,10	-3,70	2,72	1,00	1,00	1,00
Сплит-система	22,54	2692,15	1834,4	1970,4	60681	0,87	0,89	0,98
Кондиционер воздуха	23,96	1417,91	1032,3	972,00	339,73	0,94	0,97	0,97

Таблица 2.1 – Результаты измерений для некоторых устройств

В данном исследовании рассматривается более двух различных рабочих условий для получения лучших результатов моделирования. Измерения выполняются при более чем двухстах различных условиях эксплуатации напряжения питания. Полученные значения эквивалентного тока и импеданса Нортона при различных условиях эксплуатации сходятся к конкретному значению, что делает результаты более надежными. После моделирования каждого устройства нагрузка, эквивалентная модели Нортона для бытовых, торговых и офисных нагрузок, достигается путем объединения соответствующих моделей Нортона. Затем будет получена модель Нортона,

эквивалентная фидеру РЭС городского района, путем агрегирования соответствующих моделей Нортона для бытовых, торговых и офисных нагрузок.

## 2.3.4 Моделирование фидера распределительной сети городского района

В данном разделе анализируются характеристики фидера распределительной сети, смоделированного с помощью метода эквивалентного Нортона. Модель фидера получается путем агрегирования эквивалентной модели Нортона для всех типов нагрузок, например, для бытовых, торговых и офисных нагрузок. Простая схема для 3-фазной сбалансированной распределительной сети показана на рисунке 2.3.



Рисунок 2.3 – Моделирование фидера распределительной сети 20 кВ

Как показано на рисунке 2.3, источник питания (ИП) питает 3 различные нагрузки (бытовые, торговые, офисные). Общая загрузка фидера равна сумме всех 3-х нагрузок. В данном параграфе специально исследуется образец модели офисной нагрузки и ее характеристики, а также представлены результаты моделирования для фидера, состоящего из бытовых, торговых и офисных нагрузок.

Устройства каждого типа нагрузки описаны в таблице 2.2. Устройства включаются один за другим, и, наконец, все устройства находятся в эксплуатации. Влияние каждого устройства на *K*<sub>U</sub>, *K*<sub>I</sub> устройства подачи зависит от его текущего среднеквадратичного значения.

Тип нагрузки	Устройства
Бытовые	10 КЛЛ, 10 светодиодных ламп, холодильник, стиральная машина, утюг, пылесос, вентилятор
Торговые	2 АПК, 10 КЛЛ, 10 светодиодных ламп, 4 ноутбука, 5 телевизоров, 2 холодильника, 2 принтера, 5 вентиляторов
Офисные	10 КЛЛ, 10 светодиодных ламп, телевизор, вентилятор, АПК

Таблица 2.2 – Моделируемые нагрузочные устройства

Используя модели для каждого устройства, можно получить оценку качества электроэнергии офисной нагрузки. Предполагается, что офисная нагрузка состоит из 2 АПК, 2 КЛЛ и 2 вентиляторов с медленной и быстрой скоростью. Нагрузки включаются одна за другой.

Рисунок 2.4 показывает среднеквадратичный ток офисной нагрузки. Общее гармоническое искажение офисной нагрузки зависит от  $K_I$  его устройств и их среднеквадратичного значения.



Рисунок 2.4 – Гармонический составляющий ток моделируемой офисной нагрузки Рисунок 2.5 показывает *K*<sub>I</sub> офисной нагрузки и точки включения или выключения для каждого устройства.



Рисунок 2.5 – Среднеквадратичный ток моделируемой офисной нагрузки

Схематическая диаграмма имитированного фидера содержит два импеданса для линий электропередачи (Z1 и Z2). На рисунке 2.6, *а* показаны потери из-за полного сопротивления Z1 для офисной нагрузки, а на рисунке 2.6, *б* показаны потери из-за полного сопротивления Z2 при питании бытовых, торговых и офисных нагрузок.



Рисунок 2.6 – Общие потери в импеданса Z1, Z2

Пиковое значение потери фидера – это когда все устройства включены. Z1 и Z2 считаются со значениями 1  $\Omega$ . Общие потери в импедансе Z1 и Z2 для смоделированного фидера показаны на рисунках 2.7, *a* и 2.7, *б*. Как показано на рисунке 2.7, *a* изменение потерь соответствует среднеквадратичному току агрегированных нагрузок. Общая сумма потерь в этом образцовом фидере достигает максимума 1100 Вт. Сумма потерь в сравнении с общей нагрузкой фидера показана на рисунке 2.7, *б*.





Потери из-за полного сопротивления линий передачи для моделируемой сети электропитания могут составлять до 18% от общей мощности фидера, и такая величина потерь означает значительные затраты для распределительных сетей, которыми нельзя пренебрегать. Доля нелинейных нагрузок и их гармоник приводит к потере мощности в распределительных сетях и может быть получена с помощью уравнения (2.17). На основе результатов моделирования суммарное значение коэффициента нелинейных искажений моделируемого фидера с нагрузками, упомянутыми в таблице 2.3, можно считать равным 50%, это означает, что 20% общих потерь вызвано гармониками в моделируемом фидере.

Таблица 2.3 –	Параметры	модели Нортона ;	для бытовых	устройств	(A, 9	Ω)
1	1 1	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	1	J 1		

Гармонический порядок		hз	h5	$h_7$	h9	$h_{11}$	<i>h</i> 13
клл	IN,h	0,03	0,028	0,023	0,018	0,014	0,011
	Z <sub>N,h</sub>	800	600	500	250	200	180
Хололилиник	I <sub>N,h</sub>	0,45	0,175	0,15	0,13	0,007	0,007
Ronoghininini	Z <sub>N,h</sub>	15	20	25	30	100	120
Вентилятор (ниж.	I <sub>N,h</sub>	0,023	0,0225	0,013	0,007	0,0016	0,015
скорость)	Z <sub>N,h</sub>	500	300	400	500	550	550
Вентилятор (выс.	I <sub>N,h</sub>	0,026	0,011	0,008	0,009	0,001	0,001
скорость)	Z <sub>N,h</sub>	500	400	440	200	300	330
АПК	IN,h	0,75	2	2,5	0,4	0,3	0,175
	Z <sub>N,h</sub>	30	2	1,5	6	3	12
Ноутбук	IN,h	0,22	0,2	0,2	0,2	0,15	0,125
11091091	Z <sub>N,h</sub>	100	30	20	10	10	10

Телевизор	IN,h	200	175	80	10	5	3
- monorp	$Z_{N,h}$	0,3	0,3	0,22	0,5	0,125	0,1
Пылесос	IN,h	1,5	0,4	0,25	0,12	0,03	0,02
	$Z_{N,h}$	30	25	25	25	30	13
Монитор АПК	IN,h	0,15	0,11	0,09	0,08	0,02	0,16
	$Z_{N,h}$	110	150	90	50	40	3
Стир. машина	IN,h	0,5	0,5	0,1	0,2	0,02	0,01
	$Z_{N,h}$	12,5	20	30	20	20	20

Окончание таблицы 2.3

Гармонические составляющие появляются в токах общего присоединения  $(TO\Pi)$ большей И напряжениях, полученных части устройства, для сформированных по следующим причинам: колебания нагрузки из-за различных схем и компонентов; из-за изменения состояния батареи во время процесса зарядки; из-за изменения величины электронных И полупроводниковых работы режимом устройств; из-за компонентов, связанных с влияния подключения к нелинейным устройствам в точке общего соединения из-за количества нагрузок, подключенных выше по потоку, или из-за изменения внутреннего сопротивления устройств.

В качестве примера эффектов значительного воздействия состояния системы во встречном направлении и уровня искажения напряжения на ТОП, на рисунках 2.8, *a* и 2.8, *б* показаны формы волны напряжения и тока, записанные на клеммах АПК, когда они подаются от ТОП с переменным значением сопротивления и уровнями искажения напряжения:



Рисунок 2.8 – Формы напряжения и тока на клеммах АПК:  $a - S_N = 250, K_U = 32\%$ ;  $\delta - S_N = 40, K_U = 11,4\%$  В разделе рассмотрена характеристика изменяющихся во времени гармонических составляющих токов от оборудования в электрических сетях с блоками питания различных типов и спецификаций. Величины гармонических составляющих тока и напряжения показаны на рисунке 2.8.

Проведено моделирование помогает предсказать взаимное влияние между несколькими однофазными электронными устройствами и распределительной сетью.

По двум параметрическим результатам мониторинга можно определить модели. Модели выражены через некоторые кривые, которые были определены: 1) кривые затухания; 2) кривые воздействия. Кривые затухания позволяют параметрически оценить последствие отмены явлений на чистых гармонических токах. Кривые воздействия позволяют параметрически предсказать влияние одной нагрузки на гармонические искажения напряжения на ТОП.

Кроме того, для определения воздействия гармонических искажений на распределительные сети энергосистемы было проведено всестороннее исследование, В котором используется модель различных устройств, Нортона эквивалентная модель для моделирования распределительного устройства подачи. Отдельные модели получены путем анализа результатов измерения нагрузок.

## 2.4 Влияние качества электроэнергии на потери электроэнергии

В структуру отчетных потерь  $\Delta W$  входят технические, технологические и коммерческие потери. Их величина определяется разностью электроэнергии, поступившей в сеть и отпущенной из электросети с оплатой конечным потребителем.

Дополнительные коммерческие потери при ухудшении качества электроэнергии охватывают электроэнергию с параметрическими величинами, не соответствующими требованиям нормативной документации либо договорам энергоснабжения [16].

Понимание сущности принципов измерения дополнительных И технологических потерь в несинусоидальных и несимметричных режимах требует изучить баланс мощности в системе. В работе [60] дана упрощенная схема электрической системы с искажающей и «спокойной» нагрузками, в которой уровень искажающей нагрузки должен быть рассмотрен в виде преобразовательными свойствами: потребление нагрузки выполняя с электроэнергии с основной частотой прямой последовательности, она одновременно выполняет преобразование ее части в энергию искажений с образованием гармоник обратной и нулевой последовательностей, а также обратную передачу в электросеть, что приводит к дополнительным потерям.

Применение компенсирующего устройства совместно с искажающей нагрузкой не изменяет характеристик потребляемого тока. Однако изменяются токи и мощности, протекающие по электрической системы (ВЛ, трансформаторы и т.д.), а также по смежным «спокойным» нагрузкам. Выполняя изменение распределений энергетических потоков в электросети за счет применения различных компенсирующих мероприятий, можно добиться снижения потерь в элементах электрической системы и повышения ее эффективности в целом.

Составляющие мощности определяются по соответствующим токам и напряжениям высших гармоник тока, и симметричным составляющим.

Предположим, что практически не совершается полезная работа энергией высших гармоник и обратной/нулевой последовательности, тогда величина дополнительных потерь мощности для любого произвольного электропотребителя или отдельного фрагмента действующей электрической системы, в случае если возникают несинусоидальные и несимметричные токи и напряжения, будет равна сумме мощностей входящих искажений, которые втекают в него [23]:

$$P_{\Sigma} = P_1 + P_{n\Sigma} + P_2 + P_0 \tag{2.20}$$

Величина нагрузочных потерь активной мощности  $\Delta P_{\mu}$  в определенном элементе электросети, обладающем сопротивлением *r*, будет зависеть от величины приложенного напряжения *U*:

$$\Delta P_{_{H}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} r \tag{2.21}$$

где *P* и *Q* – величины активной и реактивной мощностей, которые передаются по определенному элементу электросети соответственно.

Потери холостого хода  $\Delta P_x$  в элементе с активной проводимостью *g* определяют [30]

$$\Delta P_{\rm x} \approx U_{\rm B}^2 g \tag{2.22}$$

где *U*<sub>*B*</sub> – напряжение элемента сети (линии, компенсирующие устройства и т. д.) или на стороне высшего напряжения (трансформаторы).

Как следует из последних двух выражений (2.21) и (2.11), для снижения нагрузочных потерь необходимо повышать напряжение, а для снижения потерь холостого хода – уменьшать его.

Оптимальные уровни напряжений, соответствующие минимальным потерям, для конкретной электрической системы зависят от структуры и режимов работы ее сетей всех классов напряжения. В сетях напряжением 110 кВ и выше нагрузочные потери могут быть сопоставимы с суммой потерь холостого хода и климатических потерь, а в сетях напряжением 10(6)-35 кВ потери холостого хода и климатические доминируют над нагрузочными. Таким образом, разработку мероприятий по регулированию напряжения в сетях необходимо проводить с учетом структуры потерь в них.

# 2.5 Методы исследования и оптимизации структуры системы электроснабжения

Оптимизация структуры системы электроснабжения осуществляется путем изменения состояния нормально разомкнутых линейных выключателей и

нормально замкнутых секционных выключателей в фидерах систем. Замыкании линейного И размыкание соответствующего выключателя секционного выключателя позволяют получить новую радиальную конфигурацию структуры системы электроснабжения [27-29]. Оптимизация структуры СЭС может быть использован для снижения потерь мощности путем передачи нагрузок от сильно загруженных фидеров слегка загруженным фидерам без нарушения К ограничений безопасности стабильности И системы, a также может использоваться для восстановления нагрузок в ответ на проблемы, возникшие в системе (см. рисунок 2.9).



Рисунок 2.9 – Оптимизация структуры СЭС

Оптимизация структуры СЭС может использоваться для планирования системы, а также для управления и работы в реальном времени. С точки зрения оптимизации структура сети представляет собой смешанную двоичную задачу нелинейной оптимизации, где двоичные переменные представляют состояния выключателя (замкнутое/разомкнутое) [1], непрерывные а переменные моделируют электрическую сеть. Однако даже для распределительной системы среднего размера число вариантов выключателя настолько велико, ЧТО проведение исследований потока нагрузки для всех возможных вариантов неэффективно с точки зрения вычислительных возможностей и нецелесообразно в качестве стратегии оптимизации структуры фидера СЭС в реальном времени [5, 6].

Решение проблемы оптимизации структуры СЭС было впервые предложено в 1975 году А. Merlin, Н. Back [63]. В этом исследовании методы оптимизации Ветвей и Границ (англ. Branch and Bound) были использованы для определения конфигурации сети с наименьшими потерями. Вначале все выключатели включаются, образуя замкнутые контуры, после чего выключатели по очереди отключаются, чтобы восстановить конфигурацию радиальной сети. S. Civanlar и соавторы [48] использовали метод «Обмена Ветви» (англ. Branch Exchange) для уменьшения потерь мощности, основанный на выборе пар выключателей. Идея метода заключается в том, что в одном замкнутом контуре нормально разомкнутый выключатель будет заменен замкнутым выключателем для Выбранным уменьшения потери мощности. является выключатель С наибольшим снижением потерь мощности. D. Shirmohammadi [78] предлагают метод оптимизация структуры и снижения потерь мощности, основанный на методе авторов А. Merlin, Н. Back. В этом методе вначале все выключатели замкнуты, затем отключаются по очереди выключатели с наименьшим потоком, пока сеть не станет радиальной конфигурацией.

Методика построения метаэвристических алгоритмов связана с возникновением некоторых локальных экстремумов, которые требуют введения большого количества параметров, которые должны регулироваться в процессе внедрения. Поэтому в данной области проблема предотвращения ранней сходимости в локальные экстремумы метаэвристических алгоритмов привлекла большое внимание многих исследователей [42–44].

В [64–66] Генетический Алгоритм (англ. Genetic Algorithm – GA) был применен для решения проблемы оптимизация структуры СЭС для уменьшения потерь мощности. В [ 67, 68] алгоритм GA использовался для решения задачи оптимизации структуры с учетом оптимизации местоположения и мощности распределенной генерации (РГ) (англ. Distributed Generation) для уменьшения потерь мощности и отклонения напряжения. В [69] GA использовался для решения проблемы оптимизация для снижения потерь мощности и повышения надежности системы энергоснабжения.

В [90] метод роя частиц (англ. Particle Swarm Optimization – PSO) был применен к оптимизационной задаче для уменьшения потерь мощности. В работе [41] PSO используются для оптимизации структуры сети с целевой

51

функцией снижения потери мощности и показателя балансировки нагрузки (англ. Load Balancing Index – LBI).

В [71–74] искусственные нейронные сети использовались для нахождения конфигурации сети с наименьшей потерей мощности. В [75] алгоритм применен гравитационной оптимизации был для решения проблемы оптимизации структуры СЭС с многокритериальной функцией по уменьшению мощности, эксплуатационных расходов и надежности потери системы электроснабжения с РГ. В [37, 44] алгоритм построения минимального островного дерева (или минимального покрывающего дерева) был применен для уменьшения потерь мощности.

Процесс оптимизации структуры влияет не только на потери мощности, но и на многие другие факторы системы электроснабжения. Поэтому многоцелевая проблема оптимизации структуры сети привлекла большое внимание исследователей. В работе [36] усовершенствованный эвристический метод, основанный на методе «Обмена Ветви» [66], был использован для решения данной проблемы с целью снижения затрат на потери, на установку выключателя и повышение напряжения узлов в системе. В данной работе метод «Обмена Ветви» был улучшен, так как он всегда создает допустимые конфигурации сети, чтобы избежать решения проблемы распределения мощности по замкнутой сети. В работе [67] с помощью метода Эвристической Многокритериальной Оптимизации (англ. Multiobjective Approach – FMA) предлагается решить проблему с показательной целью снижения потерь, отклонения напряжения, балансировки нагрузки между ветвями и между фидерами. Кроме того, ряд исследований с использованием метаэвристических алгоритмов также был успешно применен к многокритериальным задачам оптимизации сети, таким как GA [68], гибридный алгоритм между муравьиными алгоритмами (Ant Colony Optimization – ACO) и PSO (hybrid PSO – HPSO) [77], алгоритм гибридизации пчел (Honey Bee Mating – HBMO) и дискретный PSO (DPSO-HBMO) [78], алгоритм Shuffled Frog-Leaping (SFL), пчелиная колония [79].

Кроме развитием возобновляемых того, с источников энергии конфигурация системы электроснабжения постепенно меняется. Одним из кардинальных изменений является появление РГ в системе электроснабжения. РГ является источником электричества, который подключен к системе или к потребителю, использующему электричество [42, 79]. Некоторые современные технологии РГ включают системы солнечных батарей, ветряные турбины, системы топливных элементов, турбины малой мощности, системы приливной и морской энергии, системы биогаза, газогенераторную систему, геотермальную энергетическую систему, генератор двигателя внутреннего сгорания. Из-за факторов энергетической безопасности и экономических выгод появление РГ в СЭС быстро увеличивается [42]. Влияние РГ привлекло внимание многих исследователей в последнее время. В работах [46, 69] чувствительность метода стабильной мощности мощности, показатель (PSI), потери показатель (VSI) стабилизированного напряжения сравниваются с оптимальным местоположением и вместимостью РГ по СЭС. В [52] был предложен алгоритм оптимизации бактериального поиска (алгоритм оптимизации бактериального фуражирования – BFOA): чтобы найти оптимальное положение и мощность РГ с целевой функцией снижения потерь мощности и стоимости, необходимо зарядить и стабилизировать напряжение. В [53] методы на основе искусственных нейронных сетей используются для оптимизации положения и мощности различных типов РГ. S. Ghasemi и др. [54] предложили метод, основанный на алгоритме PSO, для оптимизации мощности ветряных турбин и солнечных батарей, чтобы уменьшить потери мощности и улучшить стабильность напряжения СЭС. В [34] алгоритм PSO используется для оптимизации местоположения и мощности РГ и цены за единицу выработки электроэнергии PΓ.

В последнее время в ряде исследований рассматривалось решение проблемы оптимизации структуры СЭС и установление РГ для повышения эффективности СЭС [32–39, 47, 56–58]. В [34] оптимизация структуры СЭС с оптимальной мощностью РГ с целью уменьшения потерь мощности и улучшения напряжения

узлов с использованием алгоритма гармонического поиска (Harmony Search Algorithm – HSA). В [58] алгоритм фейерверка (Fireworks Algorithm – FWA) был использован для решения проблемы оптимизации структуры и установления РГ в СЭС для уменьшения потерь мощности и повышения стабильности напряжения.

Во Вьетнаме проблема оптимизации структуры СЭС также привлекла внимание многих исследователей. В [69] алгоритм GA был использован при решении задачи оптимизации структуры СЭС для уменьшения потерь мощности. В [53] метод оптимизации структуры СЭС использует алгоритм колонии муравьев ACO для снижения потерь энергии. В этом исследовании посредством результатов моделирования автор продемонстрировал преимущества алгоритма ACO по сравнению с GA и металлургическим алгоритмом (Simulated Annealing – SA). В [47] алгоритм ACO в сочетании с техникой нечеткой логики используется для решения проблемы оптимизации структуры СЭС.

## 2.6 Проблемы расчета потокораспределения в распределительной сети

Потоки мощности рассчитываются с помощью следующего набора рекурсивных уравнений, полученных из однолинейной схемы РЭС на рисунке 2.10.

Рисунок 2.10 – Однолинейная схема РЭС

Расчет потока мощности выполняется для определения напряжения, активной и реактивной мощности и т.д. в различных точках в сети для различных условий эксплуатации при соблюдении ограничений на производственные мощности генератора. Решение потокораспределения имеет важное значение для непрерывной оценки производительности энергетических систем, чтобы в случае необходимости могли быть приняты соответствующие меры контроля. Необходимость анализа потокораспределения обусловлена разными причинами, в том числе:

- расчет потока мощности в линии передачи;

- напряжение узлов и его уровень;

 влияние изменения конфигурации и включения новых цепей на загрузку системы;

- экономическая эксплуатация системы;

- минимизация потерь мощности системы;

 возможные улучшения существующей системы путем изменения размеров проводника и напряжения системы.

Уравнения потокораспределения могут быть решены различными способами. Самый популярный метод – метод узловых напряжений. При использовании узловых или шинных проводимостей сложные линейные алгебраические уравнения одновременно будут получены в терминах узловых или шинных токов. Однако, как в энергосистеме, поскольку узловые токи не известны, а мощности известны почти на всех шинах, результирующие математические уравнения становятся нелинейными и должны решаться интеграционными методами. Анализ потокораспределения необходим, как уже было объяснено, для планирования, эксплуатации и управления энергосистемой, а также для анализа непредвиденных обстоятельств. Матрица узловых проводимостей неизменно используется в решениях потокораспределения.

Условия успешной эксплуатации энергетической системы:

должна быть достаточная выработка электроэнергии для обеспечения
 энергетических потребностей в различных нагрузочных узлах;

 - значения напряжения узлов поддерживаются на уровне, близком к номинальным значениям;

 генераторы, трансформаторы и линии электропередачи не перегружены в каждый момент времени.

## 2.6.1 Систем уравнения потокораспределения

Рассмотрим систему п-узлов, напряжение в і-ом узле определяется

$$\dot{U} = \begin{pmatrix} U_1 \angle \delta_1 \\ \vdots \\ U_n \angle \delta_n \end{pmatrix}$$
(2.23)

матрица узловых проводимостей

$$[Y] = [G] + j[B]$$
 (2.24)

где,  $Y_{jk} = |y_{jk}| \theta_{jk} = g_{ik} + jb_{ik}$ 

$$\dot{U}_i = |U_i| \angle \delta_i = |U_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i)$$
(2.25)

$$U_{k}^{*} = |U_{k}| \angle -\delta_{k} = |U_{k}| (\cos \delta_{k} - j \sin \delta_{k})$$
(2.26)

По методу узловых потенциалов имеем:

или можно записать (2.27) в матричной форме

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \cdots \\ \dot{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \cdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix}$$
(2.28)  
$$\mathbf{Y} \cdot \mathbf{U} = \mathbf{I}$$
(2.29)

ИЛИ

где, *I* – вектор входных узловых токов, *U* – вектор узловых напряжений;

Y – матрица узловых проводимостей.

Известно, что ток  $\tilde{I}_{i\!+\!1}$  протекает от узла i до  $i\!+\!l$  равен

$$\tilde{I}_{i+1} = \frac{U_i \angle \delta_i - U_{i+1} \angle \delta_{i+1}}{R_{i+1} + jX_{i+1}}$$
(2.30)

где,  $R_{i+1}$  и  $X_{i+1}$  – активное и реактивное сопротивление ветви между узлами *i* и *i*+1.

Ток, подаваемый в сеть на в узле і

$$I_{i} = Y_{i1}U_{1} + Y_{i2}U_{2} + \dots + Y_{in}U_{n} = \sum_{k=1}^{n} Y_{ik}U_{k}$$

Полная мощность нагрузки в узле і

$$S_{i} = P_{i} + jQ_{i} = U_{i}I_{i}^{*} = U_{i}\sum_{k=1}^{n}Y_{ik}^{*}U_{k}^{*}$$

$$S_{i} = |U_{i}| \angle \delta_{i}\sum_{k=1}^{n}(|U_{k}| \angle -\delta_{k}.|Y_{ik}| \angle -\theta_{ik})$$

$$S_{i} = P_{i} + jQ_{i} = U_{i}\sum_{k=1}^{n}|U_{i}|U_{k}|Y_{ik}|\exp(\delta_{i} - \delta_{k} - \theta_{ik})$$
(2.31)

Приравнивая действительные и мнимые части, получаем:

$$P_{i} = \sum_{k=1}^{n} \left| U_{i} \ U_{k} \ Y_{ik} \right| \cos(\delta_{i} - \delta_{k} - \theta_{ik})$$

$$(2.32)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |U_i \ U_k \ Y_{ik} | \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik})$$
(2.33)

Исключая базисный узел, приведенные выше уравнения потокораспределения равен 2(n-1), а переменными являются  $P_i$ ,  $Q_i$ ,  $|U_i|$  и  $\angle \delta_i$ . Решение 2(n-1) уравнений

$$\begin{cases} P_{\Gamma i} - P_{\Pi i} - \sum_{k=1}^{n} |U_{i} \ U_{k} \ Y_{ik}| \cos(\delta_{i} - \delta_{k} - \theta_{ik}) = 0 \\ Q_{\Gamma i} - Q_{\Pi i} - \sum_{k=1}^{n} |U_{i} \ U_{k} \ Y_{ik}| \sin(\delta_{i} - \delta_{k} - \theta_{ik}) = 0 \end{cases}$$
(2.34)

Рассмотрим линии электропередачи показано на рисунке 2.11 питает симметричную трехфазную электрическую нагрузку.



Рисунок 2.11 – Схема замещения линии электропередачи

В соответствии с законом Ома для участка цепи применительно к фазным напряжениям запишем:

$$\dot{U}_1 = U_2 + \dot{I}\underline{Z} \tag{2.35}$$

Разность между напряжениями в начале  $\dot{U}_1$ , и конце  $\dot{U}_2$ участка 1–2 является падением напряжения:

$$\Delta \dot{U} = \dot{I}\underline{Z} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2 \tag{2.36}$$

Заменив в (2.36) комплексные величины *I*и <u>Z</u> на действительные и мнимые составляющие, получим

$$\Delta \dot{U} = (I_p - jI_q)(R + jX) = I_p R + I_q X + j(I_p X - I_q R)$$
(2.37)

Вектор падения напряжения различает продольную и поперечную составляющие:

по напряжению  $U_2$ 

$$\Delta U' = I_p R + I_q X = I(R\cos\varphi + X\sin\varphi)$$
(2.38)

для поперечной составляющей

$$\delta U'' = I_p X - I_q R = I(X \cos \varphi - R \sin \varphi)$$
(2.39)

Можно определить составляющие падения напряжения, в соответствии с выражением (2.35):

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta U = U_2 + \Delta U' + j\delta U''$$
 (2.40)

где модуль этого напряжения

$$U_{1} = \sqrt{(U_{2} + \Delta U_{2}')^{2} + (\delta U_{2}'')^{2}}$$

и его фаз

$$\delta = \operatorname{arctg} \frac{\delta U_2''}{U_2 + \Delta U'}$$

Перепишем закон Ома для участка электрической сети (2.36) в следующем виде:

$$\dot{I} = \frac{U_1 - U_2}{\underline{Z}} = \frac{\Delta U}{\underline{Z}}$$
(2.41)

Величина  $\Delta U = \left| \dot{U}_1 \right| - \left| \dot{U}_2 \right|$  называют потерей напряжения.

## 2.6.2 Метод Ньютона – Рафсона для решения задачи потокораспределения

Рассмотрим множество нелинейных уравнений

$$f_i(x_1, x_2, ..., x_n) = y_i, i = 1, 2, ..., n$$
(2.42)

С множеством начальных приближений:  $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, ..., x_n^{(0)}$ , обозначим через  $\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, ..., \Delta x_n^{(0)}$  множество поправок. Затем, используя ряды Тейлора и пренебрегая членами более высокого порядка, получим исправленную систему уравнений

$$(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n) = y_i$$
(2.43)

где,  $\triangle x_i$  являются поправками для  $x_i$ , i = 1, 2, ..., n.

Набор линейных уравнений, которые определяют касательную гиперплоскость к функции  $f_i(x)$  в данной точке итерации  $x_i^{(0)}$ , получаются в виде

$$\triangle Y = J \cdot \triangle X \tag{2.44}$$

где,  $\triangle Y$  – вектор столбца, определяемый  $y_i - f_i(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, ..., x_n^{(0)}), \triangle X$  – вектор столбец поправочных членов $\triangle x_i$ , и J – матрица Якоби для функции f имеет вид первого порядка частных производных определяет  $x_i^{(0)}$ . Исправленное решение получается в виде

$$x_i^{(1)} = x_i^{(0)} + \Delta x_i \tag{2.45}$$

Матрица Якоби определяется

$$J_{ik} = \frac{\partial f_i}{\partial x_k} \tag{2.46}$$

Приведенный метод Ньютона-Рафсона может быть использован для решения задачи потоков мощности. Матрица J – разреженная матрица и особенно подходит для расчета потокораспределения. Методы треугольной декомпозиции и обратного замещения обеспечивают быструю и эффективную сходимость к решению потокораспределения. Этот метод обладает квадратичной сходимостью и поэтому очень быстро сходится, когда точка решения близка.

Существует два метода решения для потока нагрузки с использованием метода Ньютона-Рафсона. Первый метод использует формулировку полярных координат для переменных, а второй метод использует прямоугольные координаты.

## 2.6.3 Расчет потокораспределения с полярной системой координат

Мощность, поступающая в узел, определяется

$$S_i = P_i + jQ_i \tag{2.47}$$

$$U_{i}I_{i}^{*} = U_{i}\sum_{\substack{k=1\\i=1}}^{n}Y_{ik}^{*}U_{k}^{*}$$
(2.48)

где,

$$U_i = u'_i + ju''_i$$
 и  $Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$ 

$$(P_i + jQ_i) = (u'_i + ju''_i) \sum_{k=1}^n (G_{ik} - jB_{ik}) (u'_k - ju''_k)$$
(2.49)

Расширяя правые части приведенного выше уравнения и выделяя действительные и мнимые части, получаем:

$$P_{i} = u_{i}' \Big[ \sum (G_{ik}u_{k}' - B_{ik}u_{k}'') + u_{i}'' \cdot \sum (G_{ik}u_{k}'' + B_{ik}u_{k}') \Big]$$
(2.50)

$$Q_{i} = -u_{i}' \Big[ \sum \left( G_{ik} u_{k}'' + B_{ik} u_{k}' \right) + u_{i}'' \cdot \sum \left( G_{ik} u_{k}' - B_{ik} u_{k}'' \right) \Big]$$
(2.51)

Это два степенных соотношения в каждом узле, и уравнения (2.50), (2.51) записываются в виде (2.52)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{1} \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1} \\ \vdots \\ \Delta Q_{1} \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{1}}{\partial u_{1}'} \cdots \frac{\partial P_{1}}{\partial u_{n-1}'} & \frac{\partial P_{1}}{\partial u_{1}''} \cdots \frac{\partial P_{1}}{\partial u_{n-1}''} \\ \frac{\partial P_{n-1}}{\partial u_{1}'} \cdots \frac{\partial P_{n-1}}{\partial u_{n-1}'} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial u_{1}''} \cdots \frac{\partial P_{n-1}}{\partial u_{n-1}''} \\ \frac{\partial Q_{1}}{\partial u_{1}'} \cdots \frac{\partial Q_{1}}{\partial u_{n-1}'} & \frac{\partial Q_{1}}{\partial u_{1}''} \cdots \frac{\partial Q_{1}}{\partial u_{n-1}'} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial u_{1}'} \cdots \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial u_{n-1}'} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial u_{1}''} \cdots \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial u_{n-1}''} \\ \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial u_{1}''} \cdots \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial u_{n-1}''} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial u_{n-1}''} \\ \end{bmatrix}$$
(2.52)

61

Уравнение (2.52) можно записать в краткой форме как

$$\begin{bmatrix} \triangle P \\ \triangle Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \triangle u' \\ \triangle u'' \end{bmatrix}$$
 (2.53)

где H, N, M и L – подматрицы Якоби. Элементы Якоби получены путем дифференцирования уравнений. (2.52) и (2.53). Недиагональные и диагональные элементы матрицы Н задаются выражением

$$\frac{\partial P_i}{\partial u'_k} = G_{ik}u'_i + B_{ik}u''_i, \ i \neq k$$
(2.54)

$$\frac{\partial P_i}{\partial u'_i} = \sum_{k=1}^n (G_{ik} u'_k + B_{ik} u''_k) + 2u'_i G_{ii}, \ k \neq i$$
(2.55)

Недиагональные и диагональные элементы матрицы N задаются выражением

$$\frac{\partial P_i}{\partial u_k''} = G_{ik} u_i'' - B_{ik} u_i'', \ k \neq i$$
(2.56)

$$\frac{\partial P_i}{\partial u_i''} = -2u_i' G_{ii} + \sum_{k=1}^n (G_{ik} u_i'' + B_{ik} u_k')$$
(2.57)

Недиагональные и диагональные элементы матрицы М задаются выражением

$$\frac{\partial Q_i}{\partial u'_k} = G_{ik} u''_i - B_{ik} \partial u_i, \ k \neq i, k \neq 1$$
(2.58)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial u'_i} = -2B_{ii}u'_i - \sum_{k=1}^n (G_{ik}u''_k + B_{ik}u'_k)$$
(2.59)

Недиагональные и диагональные элементы матрицы L задаются выражением

$$\frac{\partial Q_i}{\partial u_k''} = -B_{ik}u_i'' - G_{ik}u_i', \ i \neq k$$
(2.60)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial u_i''} = -2B_{ii}u_i' + \sum_{k=1}^n (G_{ik}u_k' - B_{ik}u_k'')$$
(2.61)

Можно заметить, что

$$L_{ik} = H_{ik}$$
 и  $N_{ik} = M_{ki}$ .

Эти свойства симметрии элементов уменьшают время и требуемую память ЭВМ при расчете.

## 2.6.4 Расчет потокораспределения с прямоугольной системой координат

Матрица Якоби формулируется в терминах |U| и  $\delta$  вместо  $u'_i$  и  $u''_i$  в этом случае. Тогда уравнение (2.52) принимает форму

$$\begin{bmatrix} \triangle P \\ \triangle Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \triangle \delta \\ \triangle |U| \end{bmatrix}$$
(2.62)

Недиагональные и диагональные элементы подматриц H, N, M и L определяются путем дифференцирования уравнений (2.31) и (2.32) с относительном δ и |U| как прежде. Недиагональные и диагональные элементы матрицы H, N, M, L задаются выражением

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = |U_i \ U_k \ Y_{ik}|\sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \ (2.63) \qquad \qquad \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -\sum_{k=1}^n |U_i \ U_k \ Y_{ik}|\sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \ (2.64)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |U_k|} = |U_i Y_{ik}| \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik})$$
(2.65)

$$\frac{\partial P_i}{\partial |U_i|} = 2|U_i|Y_{ii}|\cos(\theta_{ii}) + \sum_{k=1}^n |U_k|Y_{ik}|\cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik})$$
(2.66)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = -|U_i \ U_k \ Y_{ik}|\cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik})$$
(2.67)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{k=1}^n |U_i \ U_k \ Y_{ik} | \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik})$$
(2.68)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |U_k|} = |U_i Y_{ik}|\sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik})$$
(2.69)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |U_i|} = -2|U_i|Y_{ii}|\sin(\theta_{ii}) + \sum_{k=1}^n |U_k|Y_{ik}|\sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik})$$
(2.70)

Из элементов якобиана в этом случае видно, что симметрия, существовавшая в случае прямоугольных координат, больше не существует. Выбрав переменную как Δδ и ΔU/|U|, вместо уравнения (2.55) будет уравнение:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \underline{\Delta |U|} \\ \overline{|U|} \end{bmatrix}$$
(2.71)

Количество элементов, которые должны быть рассчитаны для п-мерной матрицы Якоби, составляет только  $n + n^2/2$  вместо  $n^2$ , что экономит время и память при расчете на ЭВМ. Блок-схема алгоритма расчета потокораспределения по методу Ньютона-Рафсона приведена на рисунке 2.12.



Рисунок 2.12 – Блок-схема алгоритма расчета потокораспределения Потребляемая мощность нагрузки в узле *i*+*l* является

$$P_{i+1} - jQ_{i+1} = U_{i+1}^* I_{i+1}$$
(2.72)

Из (2.31) и (2.32) можно записать величину напряжения  $U_{i+1}$  в узле i+1 как

$$U_{i+1} = \left\{ \left[ \left( P_{i+1} R_{i+1} + Q_{i+1} X_{i+1} - \frac{|U_i|^2}{2} \right)^2 - \left( R_{i+1}^2 + X_{i+1}^2 \right) \left( P_{i+1}^2 + Q_{i+1}^2 \right) \right]^{\frac{1}{2}} - \left( P_{i+1} R_{i+1} + Q_{i+1} X_{i+1} - \frac{|U_i|^2}{2} \right) \right\}^{\frac{1}{2}}$$
(2.73)

где,  $P_{i+1}$ ,  $Q_{i+1}$  – суммарная активная и реактивная мощность в узле i+1.

$$P_{i+1} = \sum_{j=i+1}^{n-1} P_{ij} + \sum_{j=i+1}^{n-1} \triangle P_{ij}$$
(2.74)

$$Q_{i+1} = \sum_{j=i+1}^{n-1} Q_{ij} + \sum_{j=i+1}^{n-1} \triangle Q_{ij}$$
(2.75)

где,  $\Delta P_{ij}$ ,  $\Delta Q_{ij}$  – активная и реактивная составляющая потерь мощности между узлами *i* и *j*.

$$\Delta P_{i,i+1} = \frac{R_{i,i+1}(P_i^2 + Q_i^2)}{|U_i|^2}$$
(2.76)

$$\Delta Q_{i,i+1} = \frac{X_{i,i+1}(P_i^2 + Q_i^2)}{|U_i|^2}$$
(2.77)

Суммируя потери всех фидеров сети, суммарная потерь активной мощности радиальной распределительной сети может быть определена как

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{N_B} k_i \cdot \Delta P_i = \sum_{i=1}^{N_B} k_i \cdot R_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|U_i|^2} = \sum_{i=1}^{N_B} k_i \cdot R_i I_i^2$$
(2.78)

где, *N*<sub>*B*</sub> – общее число ветвей в распределительной сети; *k*<sub>*i*</sub> – является двоичной переменной, которая представляет собой состояние выключателя ветви.

$$egin{cases} k_i = 1, \; ext{если выключатель замкнут} \ k_i = 0, \; ext{если выключатель разомкнут} \end{cases}$$

### 2.7 Влияние распределенной генерации энергии

На сегодняшний день в системе электроснабжения наиболее актуальна проблема экономии, сохранения и сбережения электроэнергии, а также переход на возобновляемые и экологически чистые источники энергии. Существует большое количество экологичных И экономичных источников энергии (распределенные генерации – РГ). В связи с множеством распределенной генерации в сложнозамкнутых электрических сетях требуется решение проблемы оптимизации системы электроснабжения. Влияние РГ на режимы работы систем с параметров распределительной электрической оптимальных сети учетом привлекало внимание многих исследователей [84-88]. Некоторые исследователи объединили проблему оптимизации структуры СЭС с оптимальным местоположением и мощностью РГ для повышения эффективности системы электроснабжения [89, 91]. Стоит отметить, что в исследованиях [91, 92] использовались разные методы определения местоположения РГ, прежде чем решалась проблема оптимизации структуры и оптимизации мощности РГ как чувствительного к потерям фактора, (англ. Loss Sensitivity Factors – LSF) в [91] и показатель стабильности напряжения (англ. Voltage Stability Index – VSI) [92]. Изза предопределенной позиции РГ на основе LSF или VSI в начальной конфигурации сети оба эти метода фокусируются только на оптимальной мощности РГ. Однако эти параметры могут быть изменены во время процесса оптимизации с РГ, особенно в системах с большим количеством РГ.

Вышеуказанные исследования были направлены на решение проблем с фиксированными нагрузками. Однако спрос на дополнительную нагрузку может измениться, и при решении проблемы оптимизации структуры сети должны учитываться изменяющиеся условия системы в течение определенного периода времени. Таким образом, при решении проблемы оптимизации структуры исследователями учитывается изменение нагрузки. R. Taleski и соавторы в [82] предложили эвристический метод в сочетании с характеристиками графиков нагрузки для минимизации потерь энергии. В [70] эвристический метод с обратной связью в сочетании с использованием средней нагрузки в течение отчетного периода наблюдения используется для определения оптимизационной конфигурации СЭС с минимальной потери энергии. Преимущество вышеупомянутого метода состоит в том, что при его применении необходимо использовать только среднюю мощность нагрузки без использования графиков нагрузки в процессе расчета. В [94] предложен пошаговый подход для решения проблемы оптимизации структуры сети с учетом переменной нагрузки с целью снижения потерь энергии и затрат на оптимизацию. Аналогично в [80] предложен Генетический Алгоритм для нахождения оптимального времени обследования для изменения рабочей конфигурации на основе затрат на потерю энергии и издержки на переключения. В [2, 3, 44] рассматривается проблема оптимизации структуры в СЭС, когда изменяется спрос на нагрузку и мощность модифицированной РГ. В [44] цель задачи состоит в том, чтобы определить конфигурацию сети при изменении нагрузки, принимая во внимание РГ солнечного элемента в течение дня. Аналогично проблема определения структур, работающих в день снижения потерь энергии и повышения надежности, решается в [3]. В [2] рассматривается проблема оптимизации структуры СЭС, когда изменения нагрузки с различными типами распределенной генерации энергии, такими как ветряные турбины, солнечные батареи и сезонная биомасса РГ путем уменьшения потери энергии и издержек на установки выключателей в сети. В дополнение к исследованиям, которые рассматривают одновременное изменение нагрузки и РГ, многие работы освещают также позиционирование РГ и мощности, учитывая пересмотр сети, но не рассматривая характеристики ко времени проведения РГ. Между тем для распределенной генерации, использующей новые источники энергии, такие как ветряные турбины или солнечные элементы, изменение их выходной мощности в течение периода обследования следует учитывать при решении проблемы оптимизации системы электроснабжения [4, 6, 34].

#### 2.8 Влияние компенсации реактивной мощности

Основной задачей распределительных сетей является передача электроэнергии конечным потребителям с требуемыми стандартами эффективности, качества и надежности, что требует минимизации потерь энергии и совершенствования процессов передачи [4]. Компенсация реактивной мощности является одним из общепризнанных способов ее вклада в снижение потерь электроэнергии, наряду с коррекция коэффициента мощности, другими, такими, как увеличение эффективности эксплуатации линий и устройств системы электроснабжения, стабильность напряжения и улучшение уровня напряжения во всех узлах, все подвержены различным эксплуатационным ограничениям [4, 8]. Правильное интегрированное управление потоками реактивной мощности и уровням напряжения в распределительных сетях стало очень серьезной проблемой комплексного решения, обусловленной особенностями систем электроснабжения.

Как известно, потери активной мощности в линии равны

$$\Delta P = 3I_{\pi}^{2}r_{\pi} = \frac{S_{\pi}^{2}}{U^{2}}r_{\pi} = \frac{Q_{\pi}^{2} + P_{\pi}^{2}}{U^{2}}r_{\pi}$$
(2.79)

После установки компенсирующих устройств ( $Q_{ky}$ ) уменьшаются потери в линии (рисунок 2.13, *a*). Векторная диаграмма рисована на рисунке 2.13, *б*.

Рисунок 2.13 – Компенсация реактивной мощности: *а – схема линии передачи; б – векторная диаграмма* Из векторной диаграммы на рисунке 2.13, *б* видно, что:

$$\Delta P = 3I_{\pi}^{2}r_{\pi} = \frac{S_{\pi}^{2}}{U^{2}}r_{\pi} = \frac{P_{\pi}^{2}}{\cos^{2}\varphi U^{2}}r_{\pi}$$
(2.81)

Коэффициент реактивной мощности в системе определен как

$$K_{p.M} = \frac{Q}{P} = tg\varphi \tag{2.82}$$

Регулирование мощности до желаемых значений, близких к 1 (идеальный случай), является усовершенствованием, которое стремятся внедрить все распределительные сети, а также потребители, не соответствующие минимальным требованиям по эффективному использованию электрической энергии и поэтому подвергающиеся штрафам [21].

Распределительные сети напряжением 10(6)-35кВ питают преимущественно индуктивные нагрузки; это ухудшает коэффициент мощности в больших масштабах, поэтому необходимо осуществлять компенсацию реактивной мощности в этих сетях для снижения потребления реактивов путем минимизации разницы между активной и кажущейся мощностью для улучшения коэффициента мощности. Повышение коэффициента мощности подразумевает снижение энергозатрат, снижение потерь мощности и повышение уровней напряжения [22, 23].

Обеспечение надежности является одной из самых больших проблем при эксплуатации системы электроснабжения, поскольку электроэнергия должна достигать конечных потребителей со стандартами качества, которые требуют постоянного совершенствования для поддержания уровней стабильных напряжений в пределах параметров, регулируемых стандартами, установленными в каждой системе для различных уровней напряжения [24]. Улучшение уровней напряжения в распределительных сетях, стремящихся повысить стабильность и надежность, было достигнуто за счет введения распределенной генерации, изменения отводов трансформатора, регуляторов напряжения, в частности конденсаторных батарей или статических компенсаторов реактивной мощности [15, 24, 25].

Статические компенсаторы реактивной мощности могут поддерживать заранее запрограммированный стабилизированный уровень напряжения. Если напряжение в подключенном узле высокое, то компенсатор работает в индуктивном режиме и потребляет реактивную мощность нагрузки, это может произойти в часы рассвета, когда спрос на нагрузку снижается и если, наоборот, напряжение в узле низкое [26] компенсатор работает в емкостной режиме и высвобождает реактивную мощность, функционирующую как генератор, и таким образом, он сохраняет стабильность системы электроснабжения. Этот же эффект может быть достигнут с использованием регуляторов напряжения, которые могут регулировать процесс преобразования в различных соотношениях преобразования напряжения, снижать или повышать уровни подаваемого напряжения, гарантируя стабильность системы [27].

#### Выводы

Во второй главе распределительной сети городского района напряжением 20кВ моделируется с использованием бытовых, торговых и офисных моделей нагрузки Нортона. Оцениваются потери в линии электропередачи, а также обсуждается гармоник на дополнительные влияние потери. Результаты достаточно точны, поскольку модели, эквивалентные модели Нортона, точны и получены на основе результатов измерений, соответствующих фактическим измеренным параметрам. Результаты показывают, что потери могут составлять до 18% от потребляемой мощности фидера, тогда как доля гармоник в возникновении этих потерь зависит от  $K_U$ ,  $K_I$ .

Анализ современных методов оптимизации демонстрирует, решение задач оптимального управления электроэнергетическими системами опирается на хорошо разработанные и внедренных в условия действующих объектов подходы.

Однако задача повышения эффективности управления районными системами электроснабжения в литературе ставится сравнительно редко, хотя повышение стоимости покупной электроэнергии и энергоресурсов для удаленных от энергосистемы с собственными электростанциями показывает, что актуальность таких исследований очевидна.

Существует много методов оптимизации режимов системы электроснабжения, соответствующих различным целевым функциям управления. Каждый метод имеет определенную область применения, подходящую для каждой конкретной электрической сети. Тем не менее они имеют одинаковые основные характеристики: определение структуры распределительной сети с целью снижения потерь мощности и повышения качества электроэнергии в качестве основной цели на протяжении всего процесса оптимизации режима системы электроснабжения в условиях эксплуатации.

При анализе метода оптимизации структуры СЭС вывялись, что традиционные методы математического анализа не так эффективны, как алгоритмы оптимизационного поиска.

Алгоритмы оптимизационного поиска, используемые в задаче оптимизации режимов системы электроснабжения, можно разделить следующим образом: алгоритм эвристического поиска в сочетании с оптимальными алгоритмами; алгоритмы использующие только эвристические правила в экспертных системах и т.д. в соответствии с проблемой оптимизации режимов системы электроснабжения.

Большинство алгоритмов оптимизации режимов системы электроснабжения не указывает, что структура сети имеет минимальные потери мощности, или не доказывает, что точкой экстремума является глобальный минимум, часто попадающий в локальный минимум.

Рассмотрены проблемы оптимизации режимов системы электроснабжения с учетом местоположения и мощности РГ при подключении к распределительной сети. Подключенные РГ в системе электроснабжения влияют на режимы работы системы электроснабжения. В диссертационной работе особое внимание уделено актуальной проблеме построения топологии СЭС, в сочетании с оптимальными режимами электроснабжения и минимизацией потери активной мощности.

# ГЛАВА 3 ЭВРИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМЫ ОПТИМИЗАЦИИ ТОПОЛОГИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В настоящее время появилось понятие «Умной сети» (Smart Grid), имеющей сетевую топологию, включающей в себе магистральные распределительных сетей и потребителей, виды причем происходит техническое перевооружение все управляемые единой сетью информационно – управляющих устройств в режиме реального времени. В связи с этим становятся актуальными вопросы оптимизации структуры распределительной электрической сети СЭС по уменьшению потерь, улучшению показателей качества электроэнергии. При этом распределительные сети становятся сложнозамкнутыми с разным количеством источников питания, что приближает их по характеристикам к высоковольтным системам передачи электроэнергии.

Существуют различные варианты решения проблемы оптимизации структуры СЭС городского района [8, 9], имеющие ряд недостатков, таких как выбор в качестве искомой всей ее структуры. Актуальная методика по оптимизации структуры системы электроснабжения для снижения потерь мощности предложена А. Merlin, H. Back [63]. Она позволяет определить минимальные потери конфигурации из ячеистой сети. Все выключатели сначала включаются, а затем последовательно отключаются, чтобы восстановить радиальную конфигурацию. Основываясь на методе авторов А. Merlin, H. Back, D. Shirmohammadi [78] предложил эвристический алгоритм, который помог преодолеть многие недостатки метода авторов А. Merlin, H. Back. S. Civanlar в [48] использовался эвристический метод для определения оптимальной конфигурации системы электроснабжения с наименьшими потерями активной мощности.

## 3.1 Эвристический метод для решения оптимизационных задач

Эвристический метод – это современный метод решения задач, правильность ответов которого, в частности, по оптимизации структуры СЭС дает достаточно адекватное решение [8, 10].

Решение задач в соответствии с эвристическими алгоритмами зачастую проще и быстрее дает результаты, чем другие оптимальные алгоритмы, поэтому расчетная сумма и время сокращаются. Эвристические алгоритмы часто оказываются вполне естественными, близкими к образу мышления и действия человека.

Существует много методов построения эвристического алгоритма, в котором люди часто полагаются на следующие основные принципы:

Принцип интеллектуального исчерпания: в некоторых решениях задач, когда много переменных в системе часто стремимся ограничить пространство поиска или выполнить специальный тип поиска, основанный на характеристиках проблемы, чтобы быстро найти цель.

Принцип жадности: выбор критерия оптимальности, выбор действий для локального масштаба каждого шага (или каждого этапа) в процессе поиска решения.

Принцип порядка: выполнить действия, основанные на логической структуре в области исследования, чтобы быстро найти хорошее решение.

Эвристическая функция: разработка эвристических алгоритмов для эвристической функции. Благодаря такой функции можно выбрать соответствующее действие в каждом шаге алгоритма.

# 3.2 Математическая модель оптимизации структуры системы электроснабжения городского района

Математическая модель задачи оптимизация структуры СЭС – это дискретное нелинейное программирование потоком мощности, которое выражено через величины ток, или поток мощности [45]. Целью управления режимов работы системы электроснабжения является оптимизация ее топологии путем размыкания контуров, при этом в качестве критерия рассматривается минимум потерь активной мощности и повышение уровня напряжения узлов в сети.

 Целевая функция запишется с учетом ее топология и с использованием значений токов в ветвях.
Целевая функция:

$$f = \sum_{i=1}^{N_B} k_i R_i I_i^2 \to \min$$
(3.1)

Эти ограничения выражаются

$$k_i |I_i| \le I_{i,\max}, i = 1, 2, ..., N_B$$
 (3.2)

$$U_{j,\min} \le U_j \le U_{j,\max}, j = 1, 2, ..., N_y$$
 (3.3)

$$g(I,k) = 0 \tag{3.4}$$

$$g(U,k) = 0 \tag{3.5}$$

$$\varphi(k) = 0 \tag{3.6}$$

где,  $I_i$ ,  $R_i$  – соответственно электрический ток, сопротивление *i*-ого ветви;  $U_j$  – напряжение в *j*-ом узле ;  $k_i$  – представляет состояние ветви (1 или 0),  $k_i = 1$ ветвь замкнута,  $k_i = 0$  разомкнута;  $N_B$  и  $N_y$ – соответственно число узлов и ветвей в системе.

Выражение (3.2) представляет ограничение токов в ветвях. Выражения (3.3) представляют ограничения напряжения для узлов. Выражение (3.4) представляет первый закон Кирхгофа, а выражение (3.5) представляет второй закон Кирхгофа, выражение (3.6) представляет функцию ограничения для каждой конфигурации, включающая в себя два ограничения:

– непрерывность: все узлы в сети должны быть связаны с ветвями.

 соответствие ветвей и узлов: количество ветвей в сети должно быть меньше количества узлов на единицу.

– Использованием потокораспределения уравнение запишется в виде целевой функции.

Целевая функция: 
$$f = \sum_{i=1}^{N_B} k_i \cdot R_i \frac{P_i^2 + Q_i^2}{|U_i|^2} \to \min$$
 (3.7)

Эти ограничения выражаются

$$k_{i} |S_{i}| \leq S_{i,\max}, i = 1, 2, ..., N_{B}$$

$$U_{j,\min} \leq U_{j} \leq U_{j,\max}, j = 1, 2, ..., N_{V}$$
(3.8)

$$g(P,k)=0$$
 (3.9)  
 $g(Q,k)=0$  (3.10)  
 $g(U,k)=0$   
 $\varphi(k)=0$ 

где, (3.8) представляет ограничение в ветви, (3.9) и (3.10) представляют первый и второй закон Кирхгофа.

Очевидно, что обе модели (оптимизация структуры СЭС) представляют оптимизационные задачи. Для решения этих задач потерь по критерию активной мощности и повышение уровня напряжения, сделаны некоторые из следующих предположений:

– нагрузки на всех узлах являются сбалансированными;

– мощность в узлах нагрузки не изменяется.

С учетом приведенных методов оптимизации структуры СЭС задачи являются проблемой дискретного нелинейного программирования. Целевая функция носит дискретный характер и трудно решить оптимизационную задачу традиционным методом математического анализа [39].

Приближаясь к оптимизации структуры СЭС рекомендуют разработать алгоритмы и методы в ряде публикаций [14, 22].

Алгоритмы поиска, используемые в электрической оптимизации структуры СЭС городского района, можно разделить на две основные группы:

- эвристический алгоритм поиска;

– алгоритм, использующий только эвристическое правило в экспертной системе
 [6, 36–41].

В общем случае эвристические алгоритмы являются практическим алгоритмом поиска. Они удобны, просты во внедрении и характеризуются высокой эффективностью поиска.

Интеллектуальные алгоритмы связаны с большим количеством вычислительных требований и оперируют большим количеством параметров целевой функции и ограничений. Поэтому в начале, необходимо построить метод для решения задачи оптимизации структуры СЭС городского района, основанный на эвристическом алгоритме.

## 3.3 Постановка задачи оптимизации структуры системы электроснабжения городского района

#### 3.3.1 Математические операции по перераспределению нагрузки

В данном разделе приняты следующие обозначения:  $R_i$  – сопротивление *i*-их ветвей; коэффициент *k* как число выключателей для коммутации сети. В фидере имеется разомкнутый выключатель *j*-й разветвленной ветви:  $MN_j$ , где j = 1,...,k;

 $V_{jh}$  – множество пересекающихся ветвей между контуром j и контуром h.

Обозначим  $V_{jj, \text{контур}}$  – множество ветвей под контуром j;  $R_{j, \text{контур}} - j$ -ого контура;  $MN_j$  – ветви с разомкнутым выключателем j-й контур.

Индикатор  $A_{ij}$  устанавливает соотношение между *j*-им контуром и распределения тока в направлении *j*-го фидера в разомкнутой сети.

 $\begin{cases} A_{ij} = 1, \text{ если ветвь і соединена с узла j} \\ A_{ij} = -1, \text{ если ветвь і соединена до узла j} \\ A_{ij} = 0, \text{ если ветвь і не соединена с узлом j} \end{cases}$ 

Рассмотрим простую распределительную сеть с одним источником и замкнутым контуром в разветвленной ветви MN (рисунок 3.1), где  $I_p^{MN} = 0$  и  $I_q^{MN} = 0$ .



Рисунок 3.1 – Пример построения разомкнутым контуром сети в СЭС

Таким образом, состояние разомкнутого выключателя в сети с наименьшей потерей мощности можно рассматривать как величину потокораспределения, подлежащего передаче от существующего разомкнутого выключателя к другому выключателю. Предположим, что результатом является включение ветви МN и переключение состояния на выключение в другой ветви (например, AB), изменение перераспределения нагрузки может быть похоже на процесса протекания входных и выходных токов в двух полюсов в ветви MN:  $\vec{I}^{MN} = \vec{I}_{p}^{MN} + \vec{I}_{q}^{MN}$  [50], где  $I_{p} = I.\cos\varphi$ ,  $I_{q} = I.\sin\varphi$  – соответственно компонент активного и реактивного тока протекания по ветви.

Функция потери мощности  $\Delta P$  распределительной сети записана в выражении (3.1), которое описывает влияние компенсирующих устройств и распределенных генераций.

$$\Delta P_{1} = \sum_{\substack{i=1\\i\in OB}}^{N} (I_{p,i} - I_{p,B}^{P\Gamma})^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in BN}}^{N} I_{p,i}^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in OA}}^{N} (I_{q,i} - I_{q,C}^{KV} - I_{q,B}^{P\Gamma})^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in CN}}^{N} I_{q,i}^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in OM}}^{N} I_{p}^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in OM}}^{N} I_{p}^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in OL}}^{N} (I_{q,i} - I_{q,L}^{KV})^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in LM}}^{N} I_{q,i}^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in OM}}^{N} I_{p}^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in OL}}^{N} (I_{q,i} - I_{q,L}^{KV})^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in LM}}^{N} I_{q,i}^{2} R_{i}$$

$$(3.11)$$

Чтобы описать функцию  $\Delta P$ , в зависимости от количества передаваемой мощности или потокораспределения, можно использовать метод ввода/вывода на разомкнутом выключателе в ветви MN с тем же током  $I^{MN}$  (см. рисунок 3.2). Тогда  $\Delta P$  после перераспределения нагрузки представляется в виде выражения (3.12).



Рисунок 3.2 – Процесс перераспределения нагрузки

$$\Delta P_{2} = \sum_{\substack{i=1\\i\in OB}}^{N} (I_{p,i} - I_{p,B}^{PT} - I_{p}^{MN})^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in BN}}^{N} (I_{p,i} - I_{p}^{MN})^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in OA}}^{N} (I_{q,i} - I_{q,C}^{KY} - I_{q}^{MN})^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in CN}}^{N} (I_{q,i} - I_{q,C}^{MN})^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in CN}}^{N} (I_{q,i} - I_{q}^{MN})^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in OL}}^{N} (I_{q,i} - I_{q}^{MN})^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in OL}}^{N} (I_{p,i} + I_{p}^{MN})^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in OL}}^{N} (I_{q,i} - I_{q,L}^{KY} - I_{q}^{MN})^{2} R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in OL}}^{N} (I_{q,i} + I_{q}^{MN})^{2} R_{i} + (I_{p}^{MN} + I_{q}^{MN})^{2} R_{MN}$$

$$(3.12)$$

Таким образом, состояние разомкнутого выключателя в сети в разных ветвях может создать цепь, с наименьшей потерей активной мощности для передачи потока мощности через другие выключатели с определением токов  $I_p^{MN}$  и  $I_q^{MN}$ , чтобы потеря мощности была минимальны.

Определение  $I_p^{MN}$  и  $I_q^{MN}$ , чтобы потеря активной мощности была минимальна.

Необходимое условие для (3.1) минимизируется следующими переменными  $I_p$  и  $I_q$ :

$$\begin{cases} \frac{\partial \Delta P_2}{\partial I_p^{MN}} = 0\\ \frac{\partial \Delta P_2}{\partial I_q^{MN}} = 0 \end{cases}$$

ИЛИ

$$\frac{\partial \Delta P_2}{\partial I_p^{MN}} = \sum_{\substack{i=1\\i\in OB}}^N (I_{p,i} - I_{p,B}^{P\Gamma} - I_p^{MN}) R_i + \sum_{\substack{i=1\\i\in BN}}^N (I_{p,i} - I_p^{MN}) R_i - \sum_{\substack{i=1\\i\in OLM}}^N (I_{p,i} + I_p^{MN}) R_i + I_p^{MN} R_{MN} = 0 \quad (3.13)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{2}}{\partial I_{q}^{MN}} = \sum_{\substack{i=1\\i\in OA}}^{N} (I_{q,i} - I_{q,A}^{KY} - I_{q,C}^{KY} - I_{q,B}^{P\Gamma}) R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in AB}}^{N} (I_{q,i} - I_{q,C}^{KY} - I_{q}^{MN}) R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in AB}}^{N} (I_{q,i} - I_{q}^{MN}) R_{i} - \sum_{\substack{i=1\\i\in OL}}^{N} (I_{q,i} - I_{q}^{MN}) R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in LM}}^{N} (I_{q,i} - I_{q}^{MN}) R_{i} + I_{q}^{MN} R_{i} = 0$$
(3.14)

Умножим ј на 2 стороны (3.14) и получим (3.15)

$$j\sum_{\substack{i=1\\i\in OA}}^{N} (I_{q,i} - I_{q,A}^{KV} - I_{q,C}^{KV} - I_{q,B}^{PT})R_i + j\sum_{\substack{i=1\\i\in AB}}^{N} (I_{q,i} - I_{q,C}^{KV} - I_{q,B}^{PT} - I_{q,B}^{MN})R_i + j\sum_{\substack{i=1\\i\in AB}}^{N} (I_{q,i} - I_{q,C}^{KV} - I_{q}^{MN})R_i + jR_i^{MN}R_i = 0$$

$$(3.15)$$

Выражение (3.16) формируется после выполнения сложения двух выражений (3.13) и (3.15).

$$\sum_{\substack{i=1\\i\in OA}}^{N} \left[ (I_{p,i} - I_{p,B}^{PT} - I_{p}^{MN}) + j(I_{q,i} - I_{q,A}^{KV} - I_{q,C}^{PT}) \right] R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in AB}}^{N} \left[ (I_{p,i} - I_{p,B}^{PT} - I_{p}^{MN}) + j(I_{q,i} - I_{q,C}^{KV} - I_{q}^{PT}) \right] R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in AB}}^{N} \left[ (I_{p,i} - I_{p}^{MN}) + j(I_{q,i} - I_{q,C}^{KV} - I_{q}^{MN}) \right] R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in CN}}^{N} \left[ (I_{p,i} - I_{p}^{MN}) + j(I_{q,i} - I_{q,C}^{KV} - I_{q}^{MN}) \right] R_{i} + \sum_{\substack{i=1\\i\in CN}}^{N} \left[ (I_{p,i} - I_{p}^{MN}) + j(I_{q,i} - I_{q,C}^{KV} - I_{q}^{MN}) \right] R_{i} - \sum_{\substack{i=1\\i\in CN}}^{N} \left[ (I_{p,i} - I_{p}^{MN}) + j(I_{q,i} - I_{q}^{KV} - I_{q}^{MN}) \right] R_{i} - \sum_{\substack{i=1\\i\in CN}}^{N} \left[ (I_{p,i} - I_{p}^{MN}) + j(I_{q,i} - I_{q}^{KV} - I_{q}^{MN}) \right] R_{i} = 0$$

$$(3.16)$$

Преобразовав выражение (3.15) и (3.16), получим

$$I_{p}^{MN} = \frac{1}{R_{gemeb}} \left[ \sum_{\substack{i=1\\i\in ON}}^{N} I_{p,i} R_{i} - \sum_{\substack{i=1\\i\in ON}}^{N} I_{p,i} R_{i} \right] + \frac{1}{R_{gemeb}} I_{p,B}^{PT} \sum_{\substack{i=1\\i\in OB}}^{N} R_{i}$$
(3.17)

$$I_{q}^{MN} = \frac{1}{R_{gemeb}} \left[ \sum_{\substack{i=1\\i\in OM}}^{N} I_{q,i}R_{i} - \sum_{\substack{i=1\\i\in ON}}^{N} I_{q,i}R_{i} \right] + \frac{1}{R_{gemeb}} I_{q,B}^{PT} \sum_{\substack{i=1\\i\in OB}}^{N} R_{i} + \frac{1}{R_{gemeb}} \left[ I_{q,A}^{KV} \sum_{\substack{i=1\\i\in OA}}^{N} R_{i} + I_{q,C}^{KV} \sum_{\substack{i=1\\i\in OC}}^{N} R_{i} + I_{q,L}^{KV} \sum_{\substack{i=1\\i\in OL}}^{N} R_{i} \right]$$
(3.18)

Выражение (3.17) описывает общее падение напряжения во всех ветвях, когда распределение мощности в распределительной сети замкнуто, если чистая сеть или  $R_{\text{ветвь}} >> X_{\text{ветвь}}$ . Это показывает значение впрыскивания и извлечения тока  $I_p^{MN}$  и  $I_q^{MN}$ , чтобы  $\Delta P$  при минимальном значении (3.13) было равно току в ветви с выключателем MN, когда распределительная сеть замкнута с КУ (электрический выключатель в ветви MH находится в замкнутом состоянии).

Выражение (3.17) показывает, что  $I_p^{MN}$  зависит от нагрузки активного тока распределительного передатчика независимо от компенсации реактивной мощности. Этот компонент показывает влияние значения тока мощности выключателя и положение выключателя. Между тем, ток  $I_q^{MN}$  в распределительной сети с КУ и РГ, рассчитанными по (3.18), состоит из частей: нагрузки, тока реактивной мощности, распределенной генерации и компонентов компенсации реактивной мощности.

Данные эффекты включают количество, местоположение, мощность РГ и КУ. Это различие указывает на то, что результаты задачи оптимизации структуры сети с учетом влияния РГ и КУ могут отличаться, когда влияния РГ и КУ не рассматриваются или выражение (3.17) не удовлетворяет.

### 3.3.2 Разработка целевой функции для многоконтурных сетей

Целевая функция в общей распределительной сети определяется:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{N} \left( I_{p,i} - \sum_{g=1}^{G} C_{i,g} I_{p,g}^{PT} - A_{ij} \sum_{j=1}^{K} I_{p,j}^{MN} \right)^{2} R_{i} + \sum_{i=1}^{N} \left( I_{q,i} - \sum_{g=1}^{G} C_{i,g} I_{q,g}^{PT} - \sum_{l=1}^{L} B_{il} I_{q,l}^{KV} - A_{ij} \sum_{j=1}^{K} I_{q,j}^{MN} \right)^{2} R_{i} + \sum_{j=1}^{K} (I_{p,j}^{MN})^{2} R_{i}^{MN} + \sum_{j=1}^{K} (I_{q,j}^{MN})^{2} R_{j}^{MN}$$

$$(3.19)$$

где:

- N, K, G, L количество узлов, контуров, РГ и КУ в распределительной сети;
- $R_{j}^{MN}$  сопротивление ветвей с разомкнутым выключателем (MN) в *j*-ом контуре;
- Индекс A<sub>ij</sub> показывает соотношение направления между j-им контуром и направлением естественного потокораспределения *i*-й ветви в разомкнутой конфигурации сети;
- Индекс B<sub>il</sub> описывает отношение местонахождения между l- конденсаторным устройством и i-ветвью со значениями (0, +1: соответственно, нет отношений и местонахождения l-конденсаторного устройства после i- ветви, рассчитанного из источника питания);

 Индекс C<sub>ig</sub> описывает отношение местонахождения между g-PГ и *i*- ветвями со значениями (0, +1: соответственно, нет отношений и местонахождения g-PГ после *i*- ветви, рассчитанного из источника питания).

Условие, требуемое для (3.19), достигает минимума согласно *I<sup>MN</sup>* переменным:

Уравнения в (3.20) позволяют интерпретировать работу конфигурации распределительной сети, причем там, где функция потери мощности  $\Delta P$  в уравнении (3.19) достигнет минимума. Значения входных и выходных токов в контуре зависят от коммутационного аппарата (выбранного выключателя). Согласно теории [36], если выключатель был выбран для входного и выходного тока контура с оптимальным значением, этот выключатель содержит точку оптимизационного потокораспределения.

Величина  $I_{q,l}^{KY}$  (3.21) является суммой падений напряжения в ветвях независимого контура, если цепь является чисто сопротивлением. Это показывает, что оптимальное значение полученного тока по формуле (3.21) – ток ветвей замкнутой распределительной сети. Когда все выключатели замкнуты, общие потери мощности в распределительной сети минимальны.

В формуле (3.21) влияние компенсирующих конденсаторов на токи  $I_q^{KY}$  может повлиять на небольшую распределительную сеть, но будет значительно уменьшен в большой и сложной распределительной сети, потому что  $A_{ij}$  и  $B_{il}$  могут взаимодействовать и компенсировать друг друга. Другими словами, структура большой распределительной сети существенно не изменится, если учитывать минимальные потери мощности при рассмотрении влияния всех КУ на сеть. Это согласуется с качественными выводами из [62–65].

Когда подключение РГ к распределительной сети, оптимальное выражение для принятого тока будет добавлено ко второй части (в выражении уравнения (3.19)).

# **3.4** Разработка алгоритма по оптимизации структуры системы электроснабжения городского района эвристическим методом

#### 3.4.1 Определение целевой функции

Как было упомянуто выше, ток нагрузки в распределительной сети без РГ и с подключением РГ, влияющий на сеть,  $I_p^{MN}$  и  $I_q^{MN}$ , определяемые уравнениями (3.19), является условием сведения к минимуму  $\Delta P$ . Причем, уменьшение этого значения приведет к уменьшению целевой функции. Таким образом, уравнение (3.19) можно переписать следующим образом (игнорируя влияние компенсации реактивной мощности на большую и сложную распределительную сеть):

$$\begin{cases} I_{p,j}^{MN} \cdot R_{j}^{\text{Kohmyp},MN} = -A_{ij} \sum_{i=1}^{N} I_{p,i} R_{i} + A_{ij} \sum_{g=1}^{G} C_{i,g} I_{p,g}^{P\Gamma} R_{i} = \alpha_{p,j} \\ I_{q,j}^{MN} \cdot R_{j}^{\text{Kohmyp},MN} = -A_{ij} \sum_{i=1}^{N} I_{q,i} R_{i} + A_{ij} \sum_{g=1}^{G} C_{i,g} I_{q,g}^{P\Gamma} R_{i} = \beta_{q,j} \end{cases}$$

Уменьшение падения напряжения приведет к уменьшению целевой функции (3.11), однако уменьшение  $\Delta P$  из уравнения (3.19) вызовет некоторые трудности из-за взаимодействия токов ветвей и РГ, влияющего на распределительную сеть, более того,  $I_p^{MN}$  и  $I_q^{MN}$ , незначительные, потери мощности будет минимальной.

Если предположить, что целевая функция такая  $G = \sum_{j=1}^{K} (\alpha_{p,j}^2 + \beta_{q,j}^2)$ , то целевая функция будет (3.22):

$$G = \sum_{j=1}^{K} \left[ (I_{p,j}^{MN} R_{j}^{\kappa o \mu myp, MN})^{2} + (I_{q,j}^{MN} R_{j}^{\kappa o \mu myp, MN})^{2} \right] = \sum_{j=1}^{K} (I^{MN} R_{j}^{\kappa o \mu myp, MN})^{2} \rightarrow \min$$
(3.22)

Целевой функцией в (3.22) является возрастающей как функция G.

Из приведенного выше видно состояние разомкнутой распределительной сети (потеря мощности – ΔР имеет наименьшее значение): необходимо найти новую структуру, чтобы функция G в радиальной распределительной сети имела наименьшие значения. Когда функция G имеет тенденцию понижаться, тогда при размыкании ветви (ветвь имеет выключатель в разомкнутом состоянии) дает наименьшую потерю мощности по сравнению с другими выключателями. Поэтому:

Если 
$$I_{q,j}^{MN} \rightarrow 0$$
 и  $I_{q,j}^{MN} \rightarrow 0$   $(j = 1, 2, ..., k)$  то функция  $G \rightarrow 0$ 

Если функция  $G \rightarrow 0$  то  $\triangle P \rightarrow \min$ 

Функция G стремится к нулю. Однако невозможно перераспределить нагрузку точно так, как (3.20), поэтому перераспределяется только нагрузка ветви, так что G достигает минимального значения. Метод реализации для наименьшей функции G заключается в следующем:

– в случае со сложнозамкнутой распределительной сетью подключение РГ, если предполагается, что в j-ом контуре имеется нормально разомкнутый выключатель (например выключатель MN), после замыкания всех выключателей и решается задачи потокораспределения; Если наименьший ток этого контура не является выключателем MN (при условии, что наименьший ток проходит через определенный выключатель NH), а разница тока, протекающего через MN и NH, является самой большой по сравнению с оставшимися контурами, то при размыкании NH дается наименьшее увеличение  $\Delta P$ . Чтобы минимизировать функцию G, можно заменить значения  $I_{p,j}^{MN}$  и  $I_{q,j}^{MN}$  соответственно на меньшие  $I_{p,j}^{NH}$  и  $I_{q,j}^{NH}$ , в одном контуре *j*-ом со значением сопротивления контуры  $R_j^{konmyp}$  согласно (3.22).

$$\Delta G = (R_j^{MN})^2 \left[ (I_{p,j}^{MN})^2 + (I_{q,j}^{MN})^2 - ((I_{p,j}^{NH})^2 + (I_{p,j}^{NH})^2) \right] = (R_j^{MN})^2 \left[ (I_j^{MN})^2 - (I_j^{NH})^2 \right]$$
(3.23)

поскольку сложнозамкнутая распределительная сеть со многими неизвестными контурами, необходимо рассчитывать ΔG для всех независимых контуров.
 Например, выбранный неизвестный контур — тот, который имеет наибольшее

значение ΔG, стремящееся к нулю по сравнению со всеми оставшимися независимыми контурами в распределительной сети с одним источником электроэнергии. В котором содержащий разомкнутый выключателя с наименьшим током.

 – размыкание ветви, которая имеет наименьший ток в j-ом независимом контуре (при условии, даже после замыкания выключателя) и рассчитать порядок потери мощности.

– итерационный процесс выполняется для уменьшения функции  $\Delta G$  до тех пор, пока больше никаких замкнутых контуров не существует в распределительной сети.

# 3.4.2 Разработка нового алгоритма оптимизации структуры распределительной сети

Новый алгоритм для задачи оптимизации структуры распределительной сети основан на следующих правилах:

Правило 1: замыкание всех выключателей, образуя замкнутую сеть, где потери, проходящие через замкнутый контур, будут наименьшими.

Правило 2: расчет функции G – следуя (3.22), составить список с нисходящей ∆G и размыкание пара выключателей в независимом контуре, начиная с наибольшего контура G.

Правило 3: когда замыкание/ размыкание переключает независимый выключатель, чтобы уменьшить потери мощности, необходимо отключаться выключатели с наименьшим током и, наоборот, включаться выключатель с максимальным током.

Функция G имеет смысл критерия оптимальности, поэтому было предложено найти оптимальную конфигурацию распределительной сети для определения функции изменения мощности (функция G) в распределительной сети. Это позволило алгоритму оптимизировать поиск конфигураций с Δ*P*.

В этом алгоритме увеличение функции G рассматривается как значение потери мощности и коэффициента сопротивления распределительной сети  $(R_j^{\text{контур}})$ , а также взаимодействие между электрическими выключателями, влияние РГ на распределительную сеть, что составляет положительный эффект по сравнению с предыдущими исследованиями.

Если игнорируем коэффициент сопротивления («расстояние» электрического выключателя по сравнению с источником питания), то обычно выбираем ветвь с наименьшим количеством линий в распределительной сети, чтобы отключен ее. Это приводит к размыканию выключателей, которые находятся далеко от источника питания и фактически не являются нормально разомкнутыми (потому что, если они разомкнуты, нагрузки на задние не будут питать электричества). Следовательно, нахождение оптимального значения  $\Delta P$  позволяет избежать локального минимума и не требует времени для повторного изучения. Также имеет смысл сравнивать значение функции  $\Delta G$ , когда в распределительной сети установят много конкурирующих пар выключателей.

Алгоритм расчета функции G несложен и является более оптимальным, чем прямой расчет отдельных потоков мощности. Использование и выбор функции G позволяют показать, что последняя конфигурация имеет увеличение активной мощности, по крайней мере по сравнению с сетью замкнутым выключателем, поскольку сравниваются G-функции во всех независимых контурах распределительной сети.

Особенности предлагаемого алгоритма: целевая функция, учитывает коэффициент сопротивления независимого контура. Это новая целевая функция; в предыдущих исследованиях использовалась для снижения функции  $\Delta P = I^2 R$  непосредственно ветвь с наименьшим током.

Новый алгоритм для задачи оптимизации структуры распределительной сети представлен на рисунке 3.3.

84



Рисунок 3.3 – Алгоритм оптимизации структуры СЭС городского района

#### 3.5 Моделирование и оценка результатов исследований

Предлагаемый алгоритм оценки результатов исследований применялся к трем стандартным международным системам IEEE (система распределительные сеть с 16, 33, 69 узлами); результат его применения сравнивался с результатами, полученными при использовании других алгоритмов.

### 3.5.1 Система 16 узлов ІЕЕЕ

Пусть распределительная сеть состоит из 16 узлов с 21 ветвей (показана на рисунке 3.4), подключены 6 разомкнутых выключателей и 2 РГ [45].



Рисунок 3.4 – Распределительная сеть с 16 узлами

В распределительных сетях имеется 2 РГ мощностью 450 кВт (узел 9) и 630 кВт (узел 13). Процесс нахождения оптимальной конфигурации с наименьшим Δ*P* обследован в двух случаях, а именно подключения и неподключения РГ. График нагрузки узлов соответствует общему графику нагрузки системы, а узлы рассчитываются для пиковой нагрузки. Результаты нахождения оптимальной конфигурации сравниваются с результатами работы [45], и вычисленными пакетами прикладных программ Matlab для решения задачи потокораспределения и в ПО PSS/ADEPT для проверки преимуществ предлагаемого алгоритма.

Алгоритм, полученный в результате моделирования на тестовой системе IEEE и сравнения его с другим алгоритмом исследования, представлен в таблице 3.1.

Размыкание выключателя	$\Delta P$ (кBt)	Методы
2, 8, 9, 15, 16, 20	144,17	G. Celli [45]
2, 7, 16, 20, 10, 19	92,265	A. Merlin, H. Back [63]
2, 7, 16, 20, 10, 19	93,265	S. Civanlar [48]
2, 7, 16, 20, 10, 19	92,265	Предлагаемый метод

Таблица 3.1 – Результаты опроса в сети 16 узлов без РГ и сравнения

В исходной конфигурации нормально разомкнутыми выключателями являются (2, 8, 9, 15, 16, 20). Полная потеря мощности без РГ составляет 144,17кВт. После выполнения предлагаемой задачи оптимизации структуры выключатели (2, 7, 16, 20, 10, 19) размыкаются, и общие потери мощности снижаются до 92,265 кВт. В таблице 3.2 сравниваются результаты различных рассмотренных случаев.

Таблица 3.2 – Результаты обследования сводки по распределительной

сети с 16 узлами

Размыкание	$\Delta P$	Маталии	РΓ1	РГ2	Zavavavug	
выключателя	(кВт)	методы	(кВт)	(кВт)	Замечания	
2, 8, 9, 15, 16, 20	144,17	G. Celli [45]	-	-	Без	
2, 17, 16, 20, 10, 19	92,265	Предлагаемый метод	-	-	подключения РГ	
2, 8, 10, 15, 18, 20	76,14	G. Celli [45]	450	630	Имеют оба РГ	
2, 17, 18, 20, 10, 19	66,33	Предлагаемый метод	450	630		
2, 8, 10, 15, 16, 20	102,6	G. Celli [45]	450	0	РГ1 работает и	
2, 17, 16, 20, 10, 19	83,71	Предлагаемый метод	450	0	РГ2 не работает	
2, 9, 10, 15, 18, 20	82,94	G. Celli [45]	0	630	РГ1 не работает	
2, 17, 18, 20, 10, 19	74,31	Предлагаемый метод	0	630	и РГ2 работает	

### 3.5.2 Система 33 узла ІЕЕЕ

Система включает в себя 37 фидеров, 33 узла соответственно 32 секционных выключателя. Параметры представлены в [50] с использованием 4 РГ. Эта система часто используется в качестве примера для проверки точности алгоритмов оптимизации структуры СЭС городского района, поскольку этой сложной сети, состоящая из 5 глубоко структурированных вложенных контуров. Если алгоритм недостаточно силен, процесс поиска легко попадает в локальный минимум. В исходной структуре система имеет 5 разомкнутых выключателей (соответственно 37, 33, 35, 34, 36) и образует пять независимых контуров. Рисунок 3.5 показывает схему решения оптимизации структуры СЭС городского района в случае не подключения и подключения одновременно с 4 РГ в PSS/ ADEPT.



Рисунок 3.5 – Распределительная сеть с 33 узлами

Параметры РГ показаны в таблице 3.3.

N⁰	Узел	Р (кВт)	Q (кBap)
1	4	50	37,5
2	7	100	48,4
3	25	200	96,9
4	30	100	0

Таблица 3.3 – Параметр РГ

Потери мощности исходной конфигурации в случае не подключения РГ к СЭС являются 202,69 кВт, соответствующей разомкнутой ветвей (33, 34, 35, 36, 37). После выполнения нового оптимизированного алгоритма с разомкнутыми выключателями (7, 37, 9, 14, 32) потери мощности снизились до 138,876 кВт после 8 итерационных циклов. При введении распределенной генерации после выполнения предложенной задачи оптимизации структуры выключатели (7, 28, 9, 14, 32) размыкаются, и общие потери мощности снижаются с 173 кВт до 111,45 кВт после 12 итерационного цикла. Результаты сравнения с данными предыдущих исследований суммированы в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Сравнение до и после выполнения оптимизации структуры СЭС городского района с предлагаемым алгоритмом в 33-узловой системе

Матали		Размыкание	Итерационный			
методы	потери мощности (квт)	выключателя	цикл			
Система не имеет РГ						
Исходная	202,69	33, 34, 35, 36, 37	-			
Предлагаемый метод	136,87	7, 9, 14, 32, 37	8			
R.R. Srinivasa [80]	136,87	7, 9, 14, 32, 37	-			
Система подключена к РГ (все 4 РГ соединены вместе).						
Исходная	173	33, 34, 35, 36, 37	-			
Предлагаемый метод	111,45	7, 9, 14, 28, 32	12			
R.R. Srinivasa [80]	111,45	7, 9, 14, 28, 32	-			

#### 3.5.3 Система 69 узлов ІЕЕЕ

Система электроснабжения включает в себя 69 узлов и 73 ветвей, 5 выключателей обычно разомкнутых, общая нагрузочная способность составляет 3,802 + ј 3,696 МВт [82]. При нормальных условиях работы выключатели (69, 70, 71, 72, 73) отключаются, и 3 РГ подключены к сети в узлах (50, 21, 61).

При исходной конфигурации выключатели (73, 72, 70, 69, 71) нормально разомкнутые. Общая потеря мощности без РГ составляет 224,95кВт. После решения предлагаемой проблемы оптимизации структуры выключатели (69, 14, 70, 55, 62) разомкнуты, и суммарные потери мощности снижаются с 224,95 кВт до 99,75 кВт. При введении РГ в работу системы нормально разомкнутые выключатели (73, 72, 70, 69, 71) включаются с общей потерей мощности равной 274,4 кВт. Схема распределительной сети с 69 узлами показана на рисунке 3.6.



Рисунок 3.6 – Распределительная сеть 69 узлов

После выполнения предложенной задачи оптимизации структуры выключатели (69, 70, 12, 55, 62) размыкаются, и общие потери мощности уменьшаются с 274,4 кВт до 40,21 кВт. Результаты расчетов приведены в таблице 3.5, сравнение сделано с предыдущим исследованием.

Таблица 3.5 – Оптимизация структуры СЭС с предлагаемым алгоритмом в системе 69 узлов

Мотоли	Потери мощности	Размыкание	Итерационный					
меюды	(кВт)	цикл						
Система без РГ								
Исходная	224,95	72, 73, 70, 69, 71	-					
Предлагаемый метод	99,75	69, 14, 70, 55, 62	24					
R.R. Srinivasa [80]	101,32	69, 14, 70, 57, 61	-					
Сис								
Исходная	274,4	72, 73, 70, 69, 71	-					
Предлагаемый метод	40,21	69, 70, 12, 55, 62	24					
R.R. Srinivasa [80]	40,21	69, 70, 12, 55, 62	-					

Предлагаемый метод оптимизации сравнивается с методами, предложенными учеными G. Celli [45], A. Merlin, H. Back [63], S. Civanlar [48], R.R. Srinivasa [80] для систем с 16 узлами, системы с 33 узлами и с 69 узлами.

90

Для выявления эффективности результатов сравнения рассмотренных другими исследователями методов с предлагаемым нами приведены результаты расчетов для рассмотренного случая. Результаты расчетов каждого показывают, что предлагаемый алгоритм нашел конфигурацию оптимизации со значением потерь мощности, меньших, чем рекомендации в [45, 48, 80]. Предлагаемый алгоритм позволяет упростить вычисления, которые производятся однократно и не зависят от начальной конфигурации. Этот алгоритм отличается от метода расчета [80], в котором для каждого расчета рассматривается только одна пара выключателя включен/ отключен в независимом контуре, выбранная конфигурация во многом зависит от начальной конфигурации СЭС.

Конфигурация распределительной сети с РГ и без нее в предлагаемом алгоритме имеет те же результаты, что и модуль TOPO в PSS/ ADEPT 5.0, но  $\Delta P$ значительно, уменьшается менее чем В случае применения метода, предложенного G. Celli, A. Merlin, H. Back, S. Civanlar и R.R. Srinivasa. Функция усиления потерь мощности G полностью описывает взаимосвязь между электрическими выключателями и токами ветвей в распределительной сети, поэтому все независимые контуры учитываются и, следовательно, объём вычислений намного меньше и быстро находит оптимальную конфигурацию с минимальными потерями.

Вышеописанные результаты рассчитываются с фиксированной нагрузкой и мощностью РГ. Когда мощность РГ и нагрузка изменяются во времени, процесс аналогично, поэтому в сети будет много комбинаций происходит пар выключателей. На этот раз необходимо определить комбинацию пары выключателей для наименьшего ΔР или работать с постоянной конфигурацией изменения. Таким образом, точная информация о прогнозировании нагрузки, мощности РГ в будущем и проблемах эксплуатации распределительной электрической сети должна быть рассмотрена с тем чтобы уменьшить ущерб, вызванный отключением электроэнергии при перераспределении нагрузки.

91

#### Выводы

В третьей главе сформулирована задача оптимизации структуры системы электроснабжения для уменьшения потерь и повышения надежности, которая решается с использованием улучшенного эвристического алгоритма.

Разработано выражение влияния РГ на проблему оптимизации структуры распределительной сети с целью уменьшения общей потери мощности.

Предложена новая целевая функция (G), которая служит основой для оптимизации структуры распределительной сети с РГ для снижения потерь мощности и чрезвычайно эффективна для применения в оперативном режиме.

Предложенный алгоритм позволяет разработку новой целевой функции G для решения проблем оптимизации структуры распределительной сети, к которому подключение распределенной генерации энергии, таких как настройка распределительной сети для эксплуатации в режиме онлайн, восстановление энергоснабжения, балансировка нагрузки, перераспределения мощности.

Эффективность предлагаемого метода показана в распределительных сетях с 16, 33 и 69 узлами. Предлагаемый метод может быть применен к любым малым и средним практическим радиальным распределительным сетям.

## ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПОИСКА НАИЛУЧШЕЙ КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЛГОРИТМА «ПОИСК КУКУШЕК»

Как обсуждалось во второй и третьей главах, проблема оптимизации структуры СЭС городского района решалась различными способами. Состояние выключателей и выбор места их установки является основной управляющей переменной задачи оптимизации структуры СЭС. Кроме того, местоположение и мощность РГ на выходной линии, количество, мощность, местоположение компенсации реактивной мощности и распределенной генерации также рассматриваются управляющие переменные как В некоторых задачах оптимизации.

Также необходимо отметить, что оптимизация структуры сети включает минимизацию эксплуатационных расходов, инвестиционных затрат, потерь мощности и электроэнергии, повышение надежности и воздействия на окружающую среду. С этой точки зрения оптимизация структуры СЭС городского района крайне ограничена, размер значительный, конфигурация нелинейная и т.д., со многими локальными экстремумами. Поэтому поиск решений проблемы оптимизации структуры распределительной электрической одной сети является ИЗ сложных задач В исследовании системы электроснабжения.

К настоящему времени разработано значительное число методов, используемых для решения этих проблем, их можно разделить на две основные группы: эвристические и метаэвристические.

Эвристический метод, основанный на технических критериях, как уже было сказано, не использует какой-либо алгоритм оптимизации, однако возможны варианты поиска решения с помощью технической стратегии. Один из эвристических методов, метод «Обмена ветви», является наиболее распространенной технической стратегией, которая применяется к оптимальной задаче системы распределения электроэнергии. Вторая группа использует метаэвристические методы, которые остаются наиболее эффективными и

93

популярными методами решения проблемы оптимизации структуры в частности и проблем, связанных с оптимизацией системы распределения электроэнергии, в целом. Эти методы не предъявляют особых требований к разнице, непрерывности, выпуклости целевой функции и эффективны при обработке дискретных, разнонаправленных и оптимальных ограничений. Однако недостаток этих методов являются решениями задач имеют локальный экстремум вместо глобального экстремума. Поэтому основной задачей исследователей в этой группе методов является преодоление проблемы ранней сходимости метаэвристических методов.

В данной работе рассматриваются современные алгоритмы решения проблемы оптимизации структуры СЭС городского района: алгоритм «поиск кукушек», основанный на имитирующим поведение кукушек; алгоритм PSO, основанный на поведении поиска пищевого стада птиц в природе; и CGA, основанный на эволюционных алгоритмах, используются для решения оптимальных однокритериальных задач оптимизации структуры СЭС городского района.

# 4.1 Мероприятие по выбору основных параметров для решения проблемы оптимизации структуры системы электроснабжения

Распределительная электрическая сеть обычно оборудована двумя типами нормально замкнутых и разомкнутых выключателей [84]. Когда необходимо изменение условий эксплуатации, оптимизация структуры сети осуществляется путем изменения состояния включен/отключен двух типов выключателей для достижения определенных целей [85]. Обычно управляющими переменными задачи оптимизации структуры являются состояния включен/отключен двух типов выключен двух типов выключен двух типов выключенением структуры являются состояния включен/отключен двух типов выключенением структуры являются состояния включен/отключен двух типов выключателей. Тем не менее можно рассматривать положение выключателей как «переменные» величины управления, т.к. такое положение позволяет сохранить конфигурацию сети постоянной.

Кроме того, чтобы найти наилучшую конфигурацию сети, необходимо решить проблему потокораспределения мощности, чтобы найти ток на ветвях,

94

напряжение в узлах и т. д. Итак, такие параметры, как сопротивление и импеданс линии, нагрузочная способность линии, активная и реактивная мощность в каждом нагрузочном узле рассматриваются в качестве входных данных проблемы оптимизации структуры СЭС.

Распределительная электрическая сеть обычно работает при низком уровне напряжения по сравнению с передающей сетью, поэтому потеря мощности составляет около 13% от общей генерирующей мощности [7]. Таким образом, снижение потерь мощности является актуальной проблемой в процессе эксплуатации СЭС. Одним из самых больших преимуществ метода оптимизации структуры СЭС городского района является уменьшение потери мощности. Математическая модель оптимизации структуры СЭС с учетом снижения потери мощности и повышения качества напряжения узлов с целевой функцией

$$f = \sum_{i=1}^{N_B} R_i \left( \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} \right) \to \min$$
(4.1)

где,  $N_{\rm B}$  – общее количество ветвей в распределительной сети;  $R_i$  – сумма сопротивления ветвей;  $P_i$  и  $Q_i$  соответственно – активная и реактивная мощность на *i*-*ü* ветви;  $U_i$  – напряжение конца *i*-*ого* ветви.

*Распределение мощности*: В задаче оптимизации структуры СЭС нелинейное уравнение распределения мощности рассматривается как ограничение равенства задачи:

$$P_{j} = \sum_{k=1}^{N_{y}} U_{j} U_{k} Y_{jk} \cos(\delta_{j} - \delta_{k} - \theta_{jk})$$

$$Q_{j} = \sum_{k=1}^{N_{y}} U_{j} U_{k} Y_{jk} \sin(\delta_{j} - \delta_{k} - \theta_{jk})$$
(4.2)

где,  $P_j$  и  $Q_j$  соответственно – активная и реактивная мощность в узле j, а величины  $U_j, \delta_j$  и  $U_k, \delta_k$  соответственно – напряжения амплитуды в относительной единице и фазовых углах в относительном радиане напряжения в узле *j* и *k*;  $Y_{jk}$  и  $\theta_{jk}$ . соответственно – амплитуда и угол полной проводимости узлами *j* и *k*.

Для решения данной задачи примем:

– *Ограничение напряжения узлов и токов ветвей*: во время процесса оптимизации должны быть обеспечены эксплуатационные ограничения:

$$U_{j,\min} \le U_j \le U_{j,\max}, j = 1, 2, ..., N_y$$
 (4.3)

$$0 \le I_i \le I_{i,\max}, i = 1, 2, \dots, N_B \tag{4.4}$$

– Ограничение конфигурации радиальной сети: поскольку конфигурации сети всегда работает как радиальной, это рассматривается как одно из ограничений уравнения.

### 4.2 Принципиальные основы алгоритма «поиск кукушек»

Алгоритм «поиск кукушек» (англ. Cuckoo Search Algorithm – CSA) разработан в 2009 г. Янгом, имитирующий поведение кукушек при откладывании яиц [69]. В природе некоторые виды кукушек откладывают яйца (тот же размер и цвет) в случайные гнезда других птиц вместе с другими кукушками, хотя могут выбрасывать яйца конкурентов с целью увеличения вероятности вылупления их собственных птенцов [92]. Хозяин гнезда может конфликтовать с кукушками: если он обнаруживает там чужие яйца, либо выбросит их, либо покинет гнездо и построит новое.

В алгоритме «поиск кукушек» каждое яйцо в гнезде символизирует решение, а яйцо кукушек – новое решение. Цель алгоритма состоит в использовании новых, потенциально более эффективных решений (кукушкиных), чтобы заменить менее хорошие решения в гнездах. В простейшем варианте алгоритма на каждое гнездо приходится одно яйцо. Допустим, дана некоторая целевая функция f(x), нуждающаяся в максимизации. В основе эвристики лежат следующие правила [69, 92–93]:

1. Каждая кукушка разово откладывает одно яйцо в случайно выбранное гнездо.

2. Лучшие гнезда с «высококачественными» яйцами (т. е. с лучшими значениями целевой функции) переходят в следующее поколение.

3. Яйцо кукушки, помещенное в чужое гнездо, хозяин гнезда может обнаружить с некоторой вероятностью Р<sub>а</sub> ∈ [0, 1] и удалить.

Алгоритм «поиск кукушек» для решения оптимизационные задач описывается как псевдокод, показана на рисунке 4.1.

Begin Инициализация начальной популяции гнезд X<sub>i</sub> Определение лучшего решения Gbest *Iter:*=1,  $P_a$  :=0,25 *while* (критерий останова) Разработать новое решение с помощью «полеты Леви» Определить новые координаты кукушки Случайным образом выбрать некоторое гнездо X<sub>i</sub> *if*  $f(cuckoo) > f(X_i)$ Заменить  $X_i$  на новое решение  $X_i^{\text{нов}}$ Сохранить Gbest end if Iter:=Iter+1end while Вывод результатов и визуализация end

Рисунок 4.1 – Алгоритма «поиск кукушек»

Основанный на вышеупомянутых трех принципах, метод оптимизации структуры СЭС городского района с учетом снижения потерь мощности с использованием CSA действует следующим:

Шаг 1: Определение базовых контуров, содержащих электрические выключатели.

При изменении топологии сложнозамкнутой сети И сохранении режимов работы сети число соединительных электрических нормально выключателей  $(N_{CB})$  представляется уравнением (4.5). Чтобы разомкнутых сохранить конфигурацию радиальной, постоянно число разомкнутых выключателей в процессе оптимизации всегда должно быть фиксированным и определяться следующим образом:

$$N_{CB} = N_B - (N_V - N_{UII})$$
(4.5)

где,  $N_{\rm B}$  — общее число ветвей;  $N_{\rm M\Pi}$  — число источников подстанций;  $N_{\rm y}$  — общее число узлов в сети.

Число выключателей после изменения топологии должно использоваться в качестве переменной в *CSA*. Таким образом, каждый член «исходной популяции» представляет собой радиальную конфигурацию сети.

Соединение СЭС включает в себя  $N_B$  ветви и  $N_y$  узлов, которые могут быть представлены матрицей **A** (размер  $N_B \times N_y$ ). В нем каждый ряд матрицы представляет одну ветвь, и каждый столбец матрицы представляет узел. В этой матрице значение каждого элемента определяется связью между ветвями и узлами следующим образом [69]:

$$A_{ij} = 1$$
, если ветвь і соединена с узла ј  
 $A_{ij} = -1$ , если ветвь і соединена до узла ј  
 $A_{ij} = 0$ , если ветвь і не соединена с узлом ј
(4.6)

Базовые контуры определяются на основе замкнутой конфигурации сети путем замыкания всех разомкнутых выключателей в системе. Видно, что число разомкнутых выключателей равно числу замкнутых контуров [70, 89]. Чтобы найти выключатели в каждом базовом контуре, из которого соответствуют **A**, нормально разомкнутый выключатель замыкается, образуя замкнутый контур. Исходя из идеи метода, предложенного в [90], связанные ветви с узлами с абсолютными суммарными значениями соответствующих столбцов в матрице, исключаются из матрицы **A**. Этот процесс повторяется до тех пор, пока в матрице больше не останется этот тип узла, а остальные ветви в матрице будут в рассматриваемом замкнутом контуре. Метод определения ветвей в базовых контурах описывается как псевдокод, показано на рисунке 4.2. Вход: матрица соединений А для исходной конфигурации сети, начальные разомкнутые выключатели. Выход: базовые контуры **For** (k) = 1 to числу разомкнутых выключателей) **do** Добавь разомкнутого выключателя k в матрицу A Sumcolumn: = сумма значения абсолютного каждого элемента в каждом столбие матрииы А While (Sumcolumn  $j_{th} = 1$ ,  $j = 1 \dots N$ ) do *For* (*i* = 1 to Число ветвей) **do** *if* A(i, j) = 1 or -1 then Удаление ветви из матрицы А End if End for i Обновление суммы значения абсолютного каждого элемента в каждом столбие в матрице А End while *Сохранить оставшиеся ветви матрицы А в k-ом базовом контуре* 

End for k

Рисунок 4.2 – Метод определения ветвей в базовых контурах

Каждая конфигурация сети будет включать в себя множество разомкнутых выключателей, случайно выбранных из соответствующих базовых контуров. Это помогает оптимизировать алгоритмы для создания более допустимых конфигураций (соответствующих конфигурации радиальной сети) на этапах алгоритма. Однако в независимых контурах все еще существует множество ветвей. Предлагаемый алгоритм проверки конфигурации радиальной сети позволяет строить матрицу соединения A и столбцы, соответствующие опорным узлам (узел источника) системы, причем после преобразования матриц A становится квадратной. Эксперименты показывают, что если определитель квадратной матрицы равен 1 или -1, то рассматриваемая конфигурация сети является радиальной [69]. Метод проверки конфигурации радиальной сети описывается как псевдокод, как показано на рисунке 4.3.

Рисунок 4.3 – Метод проверки радиальной конфигурации сети

Шаг 2: Определение максимального и минимального предела.

После определения базовых контуров пределы переменных определяются на основе количества выключателей в каждом соответствующем базовом контуре.

Шаг 3: Инициализация начальной популяции N гнезд  $X_i$ , i = 1, 2, ..., N.

Можно видеть, что число разомкнутых выключателей после оптимизации структуры определяется и должно использоваться в качестве управляющих переменных поисковой оптимизации. Каждый член начальной популяции имеет конфигурацию и считается птичьим гнездом. Популяция *N* гнезд представлена:

$$X_{i} = [X_{1}^{i}, \dots, X_{d-1}^{i}, X_{dim}^{i}], i = 1, 2, \dots, N$$
(4.7)

в котором каждый Х<sub>і</sub> представляет отдельные решения:

$$X_{i} = [SW_{1}^{i}, SW_{2}^{i}, \dots, X_{dim}^{i}], d = 1, 2, \dots, N_{dim}$$
(4.8)

где: dim – размер задачи равен  $SW_d^i$  ( $SW_d^i$  – число разомкнутых выключателей), соответствующие гнезда для поддержания радиальной конфигурации сети.

В CSA каждое яйцо в гнезде другого вида считается решением и генерируется случайным образом на начальной стадии. Однако решение проблемы оптимизации структуры СЭС городского района – это дискретные значения, поэтому значения решений в непрерывной области необходимо скорректировать до дискретных значений с помощью числового округления (функция округления – *round*) следующим образом:

$$X_{i} = round[SW_{min,d}^{i} + rand \times (SW_{max,d}^{i} - SW_{min,d}^{i})]$$

$$(4.9)$$

где  $SW^{i}_{min,d}$  и  $SW^{i}_{max,d}$  соответственно — минимальный и максимальный порядковый номер выключателей в *d-ом* базовом контуре системы.

Основываясь на исходной популяции, алгоритм проверки конфигурации радиальной используется для проверки каждой конфигурации сети. Если конфигурация радиальной соответствует, распределение мощности по методу Ньютон-Рафсона используется для расчета потерь мощности тока в ветвях и напряжения узлов. Отметим, что если распределение мощности успешно решено, то выполняется равновесие баланса мощности согласно выражению (4.2). Тогда значение адаптивной функции (*Fit*) вычисляется на основе целевой функции конфигурации в соответствии с выражением (4.1) и ограничений тока в ветвях и напряжения узлов в соответствии с выражениями (4.3) и (4.4) следующим образом:

$$Fit = \sum_{i=1}^{N_B} R_i \cdot \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i}\right) + K_1 \times \max(U_{\min, HOPM} - U_{\min,0}) + K_2 \times \max(U_{\max, HOPM} - U_{\max,0}) + K_3 \times \max(k_{i, \max} - k_{i, HOPM})$$
(4.10)

в котором  $K_1$ ,  $K_2$  и  $K_3$  являются коэффициентами нарушения при конфигурации сети нарушения ограничений низкого напряжения, перенапряжения и перегрузки;  $U_{min}$ ,  $U_{max}$ соответственно — наименьшая и наибольшая амплитуды напряжения в конфигурации сети;  $k_{i,max} = \max (S_i/S_{i,hopm})$  — максимально допустимый коэффициент перегрузки в сети; и  $k_{i,hopm}$ , допустимый коэффициент перегрузки на линии. Наоборот, если рассматриваемая конфигурация является недопустимой конфигурацией из-за нарушения конфигурации радиальной и ограничений баланса мощности, целевой функции будет присвоено очень большое значение.

Исходя из значения целевой функции, гнездо с лучшей адаптивной функцией считается лучшим гнездом в популяции *Gbest*.

Шаг 4: разработка нового решения с помощью «полеты Леви»

Ряд новых решений генерируется полетами Леви, что ускоряет сходимость алгоритма. В значительной своей части новые решения должны формулироваться в случайно выбранных точках пространства поиска, на достаточном удалении от уже предложенных лучших решений, что позволит диверсифицировать поиск, повысив вероятность преждевременной сходимости [91–94]. Например, исследования показали, что полетное поведение многих животных и насекомых продемонстрировало типичные характеристики полетов Леви. Все гнезда для лучшего решения заменяются на новые гнезда  $X_i^{\text{нов}}$  с яйцами кукушек, что можно записать следующим образом:

$$X_i^{\text{HOB}} = round[Xbest_i + \alpha \times rand \times \Delta X_i^{\text{HOB}}]$$
(4.11)

где  $\alpha > 0$  является параметром размера шага; *rand* – случайное значение в диапазоне [0,1], а увеличенное значение  $\Delta X_i^{\text{нов}}$ определяется следующими факторами:

$$\Delta X_{i}^{\text{HOB}} = \frac{rand_{x}}{\left|rand_{y}\right|^{1/\beta}} \times \frac{\sigma_{x}(\beta)}{\sigma_{y}(\beta)} \times (Xbest_{i} - Gbest_{i})$$
(4.12)

где  $rand_x$  и  $rand_y$  являются двумя нормально распределенными случайными величинами со стандартным отклонением  $\sigma_x(\beta)$ и  $\sigma_y(\beta)$ , которое определяется по формуле:

$$\sigma_{\chi}(\beta) = \left[\frac{\gamma(1+\beta).\sin\left(\frac{\pi\beta}{2}\right)}{\gamma\left(\frac{1+\beta}{2}\right).\beta.2^{\left(\frac{\beta-1}{2}\right)}}\right], \sigma_{\chi}(\beta) = 1$$
(4.13)

где β – коэффициент распределения (0.3≤ β ≤1,99) и у является функцией гаммараспределения.

Алгоритм изменения конфигурации радиальной сети с использованием «полетов Леви» [2], обычно применяется для проверки каждой измененной

топологии сети. Если конфигурация радиальная, определение токов в ветвях и напряжениях узлах и значения адаптивных функций рассчитываются на основе выражения (4.10) по методу Ньютона-Рафсона. И наоборот, если рассматриваемая конфигурация является недопустимой из-за нарушения конфигурации радиальной и ограничений баланса мощности, целевой функции будет приписано максимальное значение.

Исходя из значений адаптивной функции, гнездо с лучше адаптированной функцией и лучшее гнездо с адаптивной функцией считается лучшим гнездом птицы в популяции *Gbest*.

Шаг 5: обнаружение чужеродных яиц

Каждое яйцо кукушек при кладке в гнезде других птиц будет обнаружено с вероятностью *P<sub>a</sub>*. Процесс обнаружения яиц других птиц в CSA также дал новое решение проблемы, похожей на «полеты Леви». Яйца будут заменены более лучшими яйцами, произведенными случайным движением по сравнению с существующим положением яиц следующим образом:

$$X_{i}^{\text{HOB}} = round \ [Xbest_{i} + K \times \triangle X_{i}^{\text{HOB}}]$$

$$(4.14)$$

В котором *К* – обновленный коэффициент, определенный на основе вероятности того, что владелец обнаружит странное яйцо в своем гнезде:

$$K = \begin{cases} 1 & \text{если rand} < P_a \\ 0 & \text{другой} \end{cases}$$
(4.15)

Максимальное значение  $\Delta X_i^{\text{нов}}$ определяется следующими факторами:

$$\Delta X_i^{\text{HOB}} = rand \times [randp_1(Xbest_i) - randp_2(Xbest_i)]$$
(4.16)

где, rand являются распределенные случайные значения в диапазоне [0,1] и randp<sub>1</sub>(Xbest<sub>i</sub>),randp<sub>2</sub>(Xbest<sub>i</sub>) является случайное возмущение для позиций гнезд в Xbest<sub>i</sub>. Для вновь полученного решения алгоритм проверки топологии выполняется для проверки гнезда, и значение функции пригодности вычисляется по формуле (4.7), и гнездо, соответствующее наилучшей функции пригодности, устанавливается в лучшее гнездо Gbest.

Блок-схема этапов реализации оптимизации структуры СЭС городского района с использованием алгоритма CSA показана на рисунке 4.4.



Рисунок 4.4 – Блок-схема метода оптимизации структуры на основе CSA

Шаг 6: Критерий завершения алгоритма.

Производящие новых кукушек и обнаруживающие чужеродные яйца шаги поочередно выполняются до тех пор, пока число итерационного цикла (*Iter*) не достигает максимального значения (*Iter*<sub>max</sub>).

## 4.3 Эффективность алгоритма «поиск кукушек» для оптимизации сложнозамкнутых сетей

Чтобы продемонстрировать эффективность оптимизации структуры СЭС городского района на основе CSA, предлагаемый метод был применен для оптимизации конфигурации сети в трех стандартных системах распределения электроэнергии IEEE, включая 33, 69 и 119 узлов. В частности, в модельных лабораториях предполагается игнорировать потери мощности трансформатора и электрических устройств в сети. Разработка программа оптимизации структуры СЭС городского района использованием М-файлов в среде Matlab и запускается из «Command Window». Для того чтобы продемонстрировать эффективность метода на основе CSA, программа оптимизации структуры СЭС городского района с использованием генетического алгоритма, непрерывного генетического алгоритма (CGA) и алгоритма стада оптимальных (PSO) [41] также была создана, работающая на том же компьютере, чтобы сравнить результаты оптимизации структуры на разных системах.

Параметры применяемых алгоритмов трех выбранных методов в процессе эксперимента представлены в таблице 4.1, т. е. размер популяции и число итерационного цикла выбираются на основе размера системы и количества разомкнутых выключателей, которые должны быть определены. Между тем коэффициенты  $K_1, K_2$  и  $K_3$  выбираются на основе значения исходной целевой функции, эти коэффициенты используются для штрафа при нарушении ограничения на неравенство по току, напряжению.

105

Конфигурация сети	33 и 69 узлов			119 узлов		
Метод	CSA	PSO	CGA	CSA	PSO	CGA
Численность населения (N)	20	20	20	30	30	30
Число переменных для оптимизации (dim)	5	5	5	15	15	15
Число максимального итерационного цикла ( <i>Iter<sub>max</sub></i> )	200	200	200	2000	2000	2000
Вероятность обнаружения других яиц ( <i>P</i> <sub>a</sub> )	0.2	-	-	0.2	-	-
K1	100	100	100	1000	1000	1000
K <sub>2</sub>	100	100	100	1000	1000	1000
K3	100	100	100	1000	1000	1000

Таблица 4.1 – Параметры применяемых алгоритмов

Ожидаемый результат задачи – получить минимальную чистую конфигурацию потерь и с наименьшим нарушением этих условий. Если коэффициенты слишком велики для значения целевой функции, алгоритм не будет сходиться из-за слишком малого влияния значения целевой функции на адаптивную функцию. И наоборот, если значение коэффициентов слишком мало, это может привести к игнорированию этих ограничений.

На основе приведенного выше анализа и нескольких экспериментальных результатов значения коэффициентов для трех выборочных систем выбираются. Кроме того, результаты производительности также сравниваются с результатами расчета использования программного обеспечения для вычисления и анализа распределительных сетей – Power System Simulator/ Advanced Distribution Engineering Productivity Tool-PSS/ ADEPT (подробно описано в Приложении A).

## 4.3.1 Координация и оптимизация уровней напряжения и потери мощности в сети с 33 узлами

Распределительная электрическая сеть с 33 узлами имеет нормальное напряжение 12,66 кВ, который является относительно небольшой сети, состоящей из 37 ветвей, 32 нормально замкнутых выключателей, и 5 нормально

разомкнутых. Параметры ветвей и узлов сети приведены в таблицах П.Б.1, П.Б.2 Приложения Б. Общая мощность системы составляет 3,72 + j2,3 MBA. Структура системы с 33 узлами показана на рисунке 4.5. Номинальный ток в ветвях 255 А.



Рисунок 4.5 – Структура системы с 33 узлами

Результаты внедрения предлагаемого алгоритма и реализации трех методов CSA, PSO и CGA для оптимизации уровней напряжения и потери мощности в сети представлены в таблице 4.2.

Метод	Размыкание выключателя	ΔР (кВт)	U <sub>min</sub> (о.е) (в узле)
Исходная	33, 34, 35, 36, 37	202,69	0,9108 (18)
CSA	7, 9, 14, 32, 37	139,55	0,9378 (32)
PSO	7, 9, 14, 32, 37	139,55	0,9378 (32)
CGA	7, 9, 14, 32, 37	139,55	0,9378 (32)

Таблица 4.2 – Результаты внедрения предлагаемого алгоритма в сети с 33 узлами

После выполнения оптимизации структуры потери мощности снизились с 202,69 кВт до 139,55 кВт, а минимальная амплитуда напряжения в системе увеличилась с 0,91081 о.е до 0,9378 о.е при разомкнутых выключателях 7, 14, 9, 32 и 37. Этот результат практически идентичен результатам, достигнутые методами GA, RGA, и превосходит результаты, полученные методами FWA, HSA.

Состояние выключателей после оптимизации структуры СЭС с 33 узлами показано на рисунке П.А.1 Приложения А.

Таблица 4.3 сравнивает наибольшее, наименьшее и среднее значения, стандартная девиация (СТД) адаптивной функции трех методов CSA, PSO и CGA в 50 независимых реализациях.

Таблица 4.3 – Результаты сравнения CSA, PSO и CGA в СЭС 33 узла за 50

Метол	Адаптивная функция			Итерационный цикл				Время	
меюд	Макс Мин Ср. СТД	Макс	Мин	Cp.	СТД	Dpelim			
CSA	140,77	140,77	140,77	0	142	12	96	35,3	39,3
PSO	162,1	140,77	149,97	4,34	53	1	23	16,9	12,8
CGA	140,77	140,77	140,77	0	134	16	47	24,0	16,4

прогонов

Из таблиц 4.2 и 4.3 видно, что оптимальной является конфигурация сети с наименьшей потерей мощности. Однако среднее значение CSA и CGA меньше, чем у PSO. В сети из 33 узлов среднее число циклов CSA для нахождения оптимальной конфигурации и сравнительного времени выполнения значительно больше, чем у PSO и CGA.

На рисунке 4.6 показано, что большинство амплитуд напряжения узлов значительно улучшено по сравнению с предыдущей конфигурацией.



Рисунок 4.6 – Напряжения до и после оптимизации структуры в сети 33 узла
Рисунок 4.7 показывает, что после выполнения оптимизации структуры ни одна ветвь не перегружена.



Рисунок 4.7 – Коэффициент нагрузки в ветви до и после оптимизации структуры в сети 33 узла

Рисунок 4.8 показывает, что средняя характеристика сходимости CSA намного лучше, чем методы PSO и CGA.



Рисунок 4.8 – Характеристики сходимости CSA, PSO и CGA

#### 4.3.2 Применение алгоритма CSA в сетях из 69 узлов

Распределительные электрические сети с 69 узлами имеют нормальное напряжение 12,66 кВ, состоят из 69 узлов, 73 ветвей, 5 нормально разомкнутых выключателей. Общая нагрузочная способность 3802MBt + j2,696MBAp, параметры фидера и узлы приведены в таблицах П.Б.3, П.Б.4 Приложения Б. Если текущее ограничение не учитывается, это может привести к существованию перегруженных линий после оптимизации структуры. Однако на 69 узлах СЭС нет данных о текущих пределах ветвей, поэтому при сравнении предлагаемого метода с опубликованными исследованиями условия привязки гипотетических токов игнорируются или учитываются. Изменение конфигурации для работы с СЭС из 69 узлов не приводит к перегрузке линий. При нормальных условиях работы СЭС выключатели 69, 70, 71, 72 и 73 отключаются, как показано на рисунке 4.9.



Рисунок 4.9 – Моделирование схемы СЭС с 69 узлами

После выполнения оптимизации структуры выключатели 14, 57, 61, 69 и 70 отключаются с уменьшением потерь мощности с 224,95 кВт до 98,59 кВт, а самая низкая амплитуда напряжения узла в системе увеличилась с 0,9092 о.е до 0,9495 о.е после оптимизации структуры. Состояние выключателей после

оптимизации структуры СЭС с 69 узлами показано на рисунке П.А.2 Приложения А.

Рисунок 4.10 показывает, что большая часть амплитуды напряжения узла была значительно улучшена по сравнению с исходной конфигурацией сети.



Рисунок 4.10 – Уровень напряжения в сети 69 узлов до и после оптимизации структуры

Таблица 4.4 показывает результаты расчетов, аналогичные результатам, достигнутыми методами FWA, и программным обеспечением PSS/ ADEPT, и превосходящие результаты, полученные методами HSA.

Таблица 4.4 – Результаты внедрения в распределительной сети 69 узлов

Метод	Размыкание выключателя	$\Delta P (\kappa B \tau)$	U <sub>min</sub> (о.е) (узел)
Исходная	69, 70, 71, 72, 73	224,95	0,9092
CSA	69, 70, 14, 57, 61	98,59	0,9495 (61)
PSO	69, 70, 14, 57, 61	98,59	0,9495 (61)
CGA	69, 70, 14, 57, 61	98,59	0,9495 (61)
FWA [58]	14, 56, 61, 69, 70	98,59	0,9495 (61)
HSA [73]	13, 18, 56, 61, 69	105,19	0,9495 (61)

Результаты сравнения трех методов CSA, PSO и CGA в 50 независимых реализациях представлены в таблице 4.5.

Метол	А	Итерационный цикл				Время			
тегод	Макс.	Мин.	Сред.	СТД	Макс.	Мин.	Сред.	СТД	(c)
CSA	98,83	98,64	98,65	0,043	199	58	140,2	46,15	78,85
PSO	132,04	98,64	117,65	12,41	143	4	44,8	33,28	21,85
CGA	98,64	98,64	98,64	0	87	22	48,35	19:31	27,36

Таблица 4.5 – Результаты сравнения CSA, PSO и CGA на 69 узлах за 50 прогонов

Средние характеристики сходимости трех методов показаны на рисунке 4.11. Исследование показало, что результаты, полученные с CSA и CGA, были почти одинаковыми, в то время как CSA превзошел PSO в среднем после 50 раз независимой реализации.



Рисунок 4.11 – Характеристики сходимости CSA, PSO и CGA в сети 69 узлов

## 4.3.3 Применение алгоритма CSA в сетях с 119 узлами

Структура схемы распределительных электрических сетях с 119 узлами имеет нормальное напряжение 11 кВ, большую распределительную систему, состоящую из 118 нормально замкнутых выключателей и 15 разомкнутых выключателей (см. рисунок 4.12). Общая нагрузка на систему составляет 22709,7+j17041,1 кВАр, параметры ветвей и узлов приведены в таблицах П.Б.5,

П.Б.6 Приложения Б. Первоначальная конфигурация имеет потерю мощности 1273,45кВт, а самая низкая амплитуда напряжения узла составляет 0,8678 о.е.



Рисунок 4.12 – Однолинейный фидер СЭС ІЕЕЕ 119 узлов

Результаты оптимизации структуры с использованием трех методов представлены в таблице 4.6. После выполнения оптимизации структуры с CSA потери мощности снизились с 1273,45 кВт до 855,04 кВт. Оптимизация структуры СЭС с улучшенным наименьшим напряжением узлов до 0,9298 о.е. В таблице 4.6 также показано, что CSA дает лучшие результаты, чем CGA, PSO.

Метод	Разомкнутый выключатель	ΔР (кВт)	U <sub>min</sub> (o.e.) (в узле)
Исходная	118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132	1273,45	0,8678 (77)
CSA	42, 25, 23, 121, 50, 58, 39, 95, 71, 74, 97, 129, 130, 109, 34	855,04	0,9298 (111)
PSO	26, 11, 22 121, 50, 58, 8, 95, 72, 127, 128, 82, 130, 109, 132	973,98	0,9296 (111)
CGA	42, 25, 23 121, 50, 58, 39, 95, 70, 73, 128, 129, 130, 109, 34	867,01	0,9298 (111)

Таблица 4.6 – Результаты, выполненные на 119 узлах распределения

В результате оптимизации структуры сети получена оптимизационная конфигурация сети с потерями мощности 881,40 кВт, что на 26,36 кВт выше, чем по методу CSA. Это показывает эффективность предлагаемого метода оптимизации структуры для системы с большими масштабами. Состояние выключателей после оптимизации структуры СЭС с 119 узлами показано на рисунке П.А.3 Приложения А.

В таблице 4.7 сравниваются максимальное, минимальное, среднее значения адаптивной функции, цикла сходимости и времени расчета трех методов, реализованных в системе из 119 узлов.

Таблица 4.7 – Результаты 119 распределительных узлов за 20 прогонов

Метод	Адаптивная функция				k	Итерационный цикл				
	Макс.	Мин.	Сред.	СТД	Макс.	Мин.	Сред.	СТД	(c)	
CSA	904,02	875,29	880,76	9,28	1745	519	1077	289	7122	
PSO	1508	994,39	1128,2	215,4	863	315	621	204	649	
CGA	899,79	887,26	894,87	4,6	1650	381	1075	512	3057	

Рисунок 4.13 показывает, что большая часть амплитуды напряжения узла была значительно улучшена по сравнению с исходной конфигурацией сети и по

сравнению с другими методами. Можно отметить, что после процесса реконфигурации сети отсутствие перенапряжения в ветвях.



Рисунок 4.13 – Уровень напряжения узлов РЭС с 119 узлами до и после

#### оптимизации структуры

Из рисунка 4.14 ясно, что необходимо рассчитать адаптивную функцию дважды по сравнению с PSO и CGA, и означает, что проблема распределения мощности должна решаться дважды в контуре, поэтому время вычисления CSA большее, чем PSO и CGA.





# 4.4 Результаты использования алгоритмов оптимизации структуры системы электроснабжения городского района «Chu Prong», ЭАО «Gia Lai»

Распределительная сеть системы электроснабжения городского района «Chu Prong» обеспечивается двумя подстанциями 110/35/20 кВ и двумя промежуточными станциями 35/20 кВ, в том числе:

Станция 110/35/20 кВ «Dien Hong» (E42) с двумя трансформаторами общей мощностью 65 MBA, с двумя фидерами, поставляющая в район «Chu Prong», включая фидер 480/ E42 и фидер 373/ E42, через промежуточную станцию «Cha Ba» (F7).

Станция «Chu Prong» 110/35/20 кВ (110CR) с трансформатором 16 MBA с четырьмя фидерами, поставляющая в район «Chu Prong», включая 472/ 110CR, 474/ 110CR, 476/ 110CR и 478/ 110CR, в которых XT 478/ 110CR используется в качестве резервного.

Промежуточная станция 35/20 кВ «Нат Rong» (F19) с двумя трансформаторами общей мощностью 11,9 МВА, включая два фидера 472/ F19 и 474/ F19, поставляющая в район «Chu Prong».

Промежуточная станция 35/20 кВ «Chu Prong» (F20) с двумя трансформаторами общей мощностью 10,3 МВА имеет два фидера 472/ F20 и 475/ F20, поставляющая в район «Chu Prong».

Общая протяженность линий среднего напряжения составляет 459,55 км. Общее число подстанций составляет 424 станции/ 436 подстанции, поставляющих 22.105 клиентам.

В распределительной сети «Chu Prong» четыре фидера 480/ E42, 474/ 110CR, 472/ F19 и 474/ F19 образуют конфигурацию замкнутую, остальные фидеры поставляют для каждой отдельной области. Таким образом, в рамках диссертационной работы проводится только исследование конфигурации замкнутой, созданной четырьмя фидерами с 259 ветвями, 257 узлами и общей нагрузочной способностью 8,6357 МВт, 3 нормально разомкнутыми выключателями (33-34, 154-238, 164-182). Параметры нагрузки и линии приведены в таблицах П.Б.7, П.Б.8 Приложения Б, кроме того, в системе электроснабжения городского района вышеуказанных четырех фидеров имеется ряд небольших гидроэлектростанций, однако в настоящее время эти гидроэлектростанции сосредоточены на линии 35 кВ и передаются на подстанцию 110кВ «Chu Prong». Схема конфигурации замкнутых четырех фидеров распределительной сети приведена на рисунке 4.15.



Рисунок 4.15 – Схема распределительной сети «Chu Prong» с четырьмя фидерами

Из-за того, что на распределительной электрической сети «Chu Prong» существуют некоторые однофазные нагрузки, тогда как в рамках исследования диссертационной работы рассматриваются исключительно сбалансированные нагрузки, предполагается, что нагрузка в системе предполагается сбалансированной трехфазной постоянной. Поэтому, чтобы применить методы, изученные на распределительной сети «Chu Prong», сделаны некоторые из следующих предположений:

– нагрузки на всех узлах являются сбалансированными;

– мощность в узлах нагрузки не изменяется.

По сравнению с распределительными сетями 33, 69 и 119 узлов, распределительная сеть «Chu Prong» имеет больший масштаб (257 узлов), поэтому процесс вычисления распределения мощности для каждой конфигурации займет время. В этом случае алгоритм CSA был выбран для оптимизации эксплуатационной конфигурации распределительной сети «Chu Prong», поскольку возможность CSA в поиске конфигурации эксплуатации распределительной сети гораздо более вероятна, чем методы CGA и PSO. Параметры алгоритма CSA выбираются для использования на сети «Chu Prong» следующим образом: число материнских деревьев  $N_{pop} = 30$ , наибольший контур *Iter<sub>max</sub>* = 50, относительное изменение значения наилучшей адаптивной функции в двух контуров tol = 0,01; число итерационного цикла для перезагрузки алгоритма *Stall<sub>max</sub>* = 10. Число начальных разомкнутых выключателей в сети равно 3 (257, 258, 259). Поэтому размер вектора решения системы dim = 3. Вычисление параметров распределительной сети «Chu Prong» в процессе оптимизации показано на рисунке П.А.4 Приложения А.

Текущая конфигурация сети «Chu Prong» с разомкнутыми выключателями 257, 258 и 259 с наименьшими потерей мощности, наименьшим напряжением, максимальным коэффициентом нагрузки составляет 81,5655 кВт, 0,9717 (в узле 99) и 0,2834 соответственно. Мощность источников питаниях подачи в четырех фидеров (474/ 11RC, 472/ F19, 474/ F19 и E480/ E42) соответственно (2,3206, 1,6560, 1,9853 и 2,9559 MBA).

Результаты оптимизации с целью снижения потери мощности в распределительной сети «Chu Prong» с наибольшим, наименьшим и средним значением, стандартное отклонение адаптивной функции, показанные в таблице 4.8. Результат показывает, что решение, найденное алгоритмом CSA, надежно, так как среднее значение адаптивной функции гораздо ближе к их наименьшему значению. Среднее время расчета каждый раз составляет около 108 секунд.

Таблица 4.8 – Результаты оптимизации структуры с целью снижения потери

Параматри	Mayannag kandupupang	После оптимизация
параметры	исходная конфигураця	(по снижении $\Delta P$ )
Размыкание выключателя	257, 258, 259	257, 231, 143
$\Delta P (kBT)$	81,5655	73,9053
U <sub>min</sub> (o.e.)	0,9717 (99)	0,9717 (99)
U <sub>max</sub> (o.e.)	1 (1)	1 (1)
(І/І <sub>норм</sub> ) тах	0,2834	0,2834
NSW	0	4
Max of Fit	-	74,9624
Min of Fit	-	73,9053
Mean of Fit	-	74,2224
СТД	-	0,381583
Mean of iteration	-	23,6
CPU time	-	107,8014

мощности

После выполнения алгоритма для оптимизации структуры СЭС «Chu Prong» с помощью метода CSA, потерь мощности снизилась с 81,5655 кВт до 73,9053 кВт при включенных нормально разомкнутых выключателях (257, 231, 143). Этот результат аналогичен обнаруженной конфигурации при использовании PSS/ ADEPT. Самый низкий уровень напряжения узла остается таким же, как и до оптимизации структуры.

Изменения напряжения узлов в системе до и после оптимизации структуры показаны на рисунке 4.16.



Рисунок 4.16 – Уровень напряжения до и после оптимизации структуры

Коэффициент нагрузки в ветви показан на рисунке 4.17. Из рисунка 4.17 видно, что при текущей нагрузке коэффициент нагрузки в ветви сети «Chu Prong» очень низок в диапазоне (0-0,2834). Однако ясно, что баланс мощности четырех фидеров значительно отличается от того, что было до оптимизации структуры с помощью источника питания от четырех фидеров соответственно (2,3206; 2,7416; 0,8604 и 2,9559 MBA).



Рисунок 4.17 – Коэффициент нагрузки в ветвях до и после оптимизации структуры СЭС

Характеристика сходимости CSA в 20 независимых прогонах показана на рисунке 4.18.



Рисунок 4.18 – Характеристики сходимости метода CSA

Таким образом, алгоритм CSA является наилучшим с точки зрения точности и надежности достижения глобального минимума при оптимизации топологии системы электроснабжения.

#### Выводы

В четвертой главе демонстрируется, что предложенный метод CSA был успешно применен для решения задачи оптимизации структуры распределительной сети системы электроснабжения. Цель метода состоит в том, чтобы свести к минимуму потери активной мощности и стабилизацией о проделах ГОСТ уровня напряжения СЭС городского района.

Численные результаты подтверждают, что предлагаемый алгоритм более пригоден для поиска оптимального решения, чем предложенные методы других исследованиях.

Показано, что использование метаэвристического алгоритма CSA в задачах оптимизации СЭС оказывает рациональные пути решения, и достижения цели исследований по мгновенным значениям напряжений и токов, которая с высокой точностью отражает реальные электроэнергетические процессы.

Смоделированные результаты на средних и крупных сетях, таких как СЭС с 33, 69, 119 узлов показали, что применимость CSA более очевидна.

При текущем уровне нагрузки распределительной сети «Chu Prong» Вьетнама оптимизация структуры системы электроснабжения алгоритмом CSA была определена новая эксплуатационная структура со снижением потерь мощности на 9,4% по сравнению с существующей структурой сети.

Основываясь на ситуации с распределительной сетью «Chu Prong», метод оптимизации CSA определил оптимальную эксплуатационную структуру для обеспечения баланса нагрузки между фидерами с наименьшим числом переводов выключателей. Результаты внедрения могут быть использованы в качестве справочного материала при добавлении некоторых минимальных выключателей в сеть для удовлетворения потребностей многоцелевого использования.

Таким образом, предлагаемый метод может быть применен к любым крупномасштабным распределительным сетям.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Повышение эффективности работой методов управления системы электроснабжения районах В городских путем оптимизации структуры сложнозамкнутых городских распределительных сетей по минимизацию потерь мощности и отклонению уровня напряжения узлов представляет собой наиболее приемлемый подход к обеспечению высокого качества электроснабжения при сравнительно невысоких затратах.

В процессе исследования нами сформулированы основные задачи и намечены пути их решения, обеспечившие возможности оптимизации структуры распределительной сети системы электроснабжения в существующей городской сети и получены следующие результаты:

1. Разработана новая методика автоматического расчета потокораспределения в сложнозамкнутой сети по методу Ньютона-Рафсона, которая использует приблизительное разделение активных и реактивных потоков в процессе расчета потокораспределения, одновременно корректируя значение матрицы Якобиана в итерационном цикле.

В алгоритме матрица Якоби инвертируется только один раз и имеет три предположения. Во-первых, проводимость между узлами равна нулю; во-вторых, величина напряжения в узлах составляет единицу (o.e) и в-третьих, определения фаза между узлами равен нулю.

Расчет потокораспределения (с декомпозицией по активной и реактивной мощности) может решить в течение нескольких секунд, в то время как других метод занимает больше времени. Это полезно для управления электрических сетей в реальном времени.

2. Проведен анализ фактических потерь электрической энергии, возникающих в электрических сетях, разработаны и оценены с точки зрения их эффективности мероприятия по снижению потерь мощности.

3. Проведен регрессионный анализ по определению функциональной зависимости потерь активной мощности от основных показателей качества электрической энергии.

4. Разработка новой целевой функции G для решения проблем оптимизации структуры распределительной сети, к которому подключение распределенной генерации энергии, таких как настройка распределительной сети для эксплуатации в режиме онлайн, восстановление энергоснабжения, балансировка нагрузки, перераспределения мощности.

5. Разработка алгоритмов автоматического определения местоположения распределения и состояния (замкнутых/разомкнутых) нормально разомкнутых линейных выключателей и нормально замкнутых секционных выключателей в фидерах сети. Алгоритмы позволяют оперативно и просто определить местоположения распределения выключателей, что в свою очередь позволит повысить эффективность управления эксплуатационным режимом системы электроснабжения.

6. По результатам анализа и расчетов выяснена оптимизация структуры системы электроснабжения не влияния на применение других методов повышения качества и ее надежности, такие как метод компенсации реактивной мощности, установка распределенной генерации энергии. Для достижения наилучших результатов можно осуществлять параллельно вместе с методом оптимизации структуры системы.

7. Предложена методика оптимизации структуры сложнозамкнутых сетей на основе разработанной целевой функции и оптимизационного алгоритма «поиск кукушек» для системы электроснабжения городского района.

Перспективами дальнейшей разработки научных результатов исследования являются:

1. Исследование оптимизации структуры системы электроснабжения с помощью системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) в режиме онлайн.

2. Разработка программного обеспечения для управления режимом работы системы электроснабжения в режиме реального времени на основе «Smart Grid», что подразумевает разработку мощного программного обеспечения.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Акодис, М. Определение восстанавливающего напряжения на контактах выключателя / М.М. Акодис, П. А. Корзун. М. : Энергия, 1968. 191 с.
- Бенза, Н.Н. Алгоритм поиска кукушки для решения задачи глобальной безусловной оптимизации [Электронный ресурс] / Н.Н. Бенза // Молодежный научно-технический вестник. – 2012. – №. 9. Режим доступа: http://ainsnt.ru/doc/478689.html.
- 3. Борисов, Г.А. Оптимизация конфигурации распределительных электрических сетей / Г.А. Борисов, В.Д. Кукин // Электричество. 2012. №. 4. С. 14–18.
- 4. Будзко, И.А. Особенности оптимизационных задач энергетики и методов их решения / И.А. Будзко, М.С. Левин // Электричество. 1981. №. 3. С. 1–7.
- Булатов, Б.Г. Алгоритмы оптимальной реконфигурации распределительной сети/
   Б.Г. Булатов, В.В. Тарасенко // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2013. Т. 13. №. 2. С. 14 18.
- Варганова, А.В. О методах оптимизации режимов работы электроэнергетических систем и сетей/ А.В. Варганова, Д.А. Арзамасцева, В.М. Горнштейна // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2017. – Т. 17. – №. 3. – С. 76–85.
- Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: учебник для электроэнергет. спец. вузов / В. А. Веников. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Высшая школа, 1985. – 536 с.
- Волкова, Е.А. Математическая модель оптимизации суточных режимов электростанций при проектировании электроэнергетических систем / Е.А. Волкова, А.Н. Зейлигер, Э.М. Каплинский, А.И. Лазебник, Л.Д. Хабачев // Электричество. – 1975. – №. 1. – С. 18.
- Воротницкий, В.Э. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Учебно-методическое пособие/ В.Э. Воротницкий, М.А. Калиника. – М. : ИПКгосслужбы, 2003. – 64 с.
- 10. Воротницкий, В.Э. Снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях с применением современных измерительных систем / В.Э.

Воротницкий, А.В. Севостьянов // Мир измерений. – 2013. – №. 8. – С. 11–19.

- 11. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии.: учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки "Электроэнергетика" / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 3-е изд., перераб. – Москва: КноРус, 2012. – 645 с.
- 12. Дале, В.А. Динамическая оптимизация развития электрических сетей / В.А. Дале, З.П. Кришан, О.Г. Паэгле. Рига: Зинатне, 1990. 248 с.
- 13. Двоскин, Л. И. Схемы и конструкции распределительных устройств / Л. И. Двоскин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 240 с.
- Дед, А.В. О показателях качества электрической энергии. Нормы ГОСТ 32144-2013 / А.В. Дед, А.В. Паршукова // Омский научный вестник. Сер. Приборы, машины и технологии. – 2015. – №. 1(137). – С. 148 – 150.
- Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В. И. Идельчик. М. : Энергоатомиздат, 1989. 592 с.
- 16. Карташев, И.И. Управление качеством электроэнергии: учебное пособие / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов; под. ред. Ю.В. Шарова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Издательский дом МЭИ, 2017. – 347 с.
- 17. Киргиров, А.К. Развитие и оптимизация режимов электроэнергетической системы с распределенными возобновляемыми источниками энергии методами искусственного интеллекта: дис. ... кан-та техн. наук: 05.14.02/ Киргизов Алифбек Киргирович. Новосибирск, 2017. 189 с.
- Кочкина, А.В. Методика оптимизации эксплуатационных режимов промышленных систем электроснабжения / А.В. Кочкина [и другие] // Электротехнические системы и комплексы. – 2014. – №. 3(24). – С. 49–53.
- Кычкин, А.В. Эвристический алгоритм оптимизации мощности в активноадаптивной сети / А.В. Кычкин, А.В. Чудинов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2015. – №. 15. – С. 97–107.
- 20. Лейзгольд, Д.Ю. Оптимизация распределения потоков активной мощности в

системе электроснабжения предприятий с учетом величины нагрева проводников / Д.Ю. Лейзгольд, А.В. Чудинов // Проблемы региональной энергетики. – 2015. – №. 1(27). – С. 35–42.

- 21. Леонов, Е.Н. Разработка методики оптимизации проектирования структуры электротехнических систем с распределённой генерацией: дис. ... кан-та техн. наук: 05.09.03 / Леонов Евгений Николаевич. – Омск, 2017. – 171с.
- Маринов, А.М. Типовые организационные структуры управления и нормативы численности персонала электростанций / А.М. Маринов, Д.Я. Шамарков, Д. И. Вялый // Электрические станции. – 1973. – №. 2. – С. 2–9.
- Паздерин, А.В. Потоковая модель оценивания состояния и оптимизации режимов работы распределительных сетей / А.В. Паздерин, Н.Д. Мухлынин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2016. №. 9–10. С. 3–15.
- 24. Распопов, Е.В. Передача и распределение электроэнергии: Учеб. пособие / Е.В. Распопов, Е.А. Родченко, В.Н. Костин. СПб.: СЗТУ, 2003. 147 с.
- 25. Свеженцева, О.В. Разработка и тестирование генетического алгоритма размещения источников питания в распределительной электрической сети / О.В. Свеженцева // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2012. №. 4(63). С. 184–193.
- 26. Фусанов, М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем: монография / М.И. Фусанов. – Минск: Белэнергосбережение, 2005. – 207 с.
- 27. Ха, Д.Н. Оптимизация Режимов Работы Распределительной Сети С Минимизацией Активной Мощности Потерь И Уровня Напряжение С Использованием Алгоритма «Поиск Кукушки» / Д.Н. Ха и др. // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2016. – №. 2(30). – С. 67–81.
- 28. Ха, Д.Н. Разработка методики расчета потерь мощности и уровня напряжения в сложных распределительных сетях / Д.Н. Ха, Валеев И.М. // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2017. – Т. 19. – №. 1–2. – С. 75–85.

- 29. Ха, Д.Н. Совершенствование алгоритма расчета параметров режимов работы распределительной сети / Д.Н. Ха// Материалы докладов IV Национальная научно-практическая конференция «Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве». Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2018. Т. 2. С. 351–359.
- 30. Ха, Д.Н. Усовершенствованный алгоритм реконфигурации распределительной электрической сети [Текст] / Д.Н. Ха// Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции «наукоемкие технологии и интеллектуальные системы» (Самара, 23 ноября 2018 г.). Стерлитамак: АМИ, 2018. С. 79-81.
- 31. Шведов, Г.В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение: Учебное пособие для вузов / Г.В. Шведов, О.В. Сипачева, О.В. Савченко; под ред. Ю.С. Железко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 424 с.
- 32. Abdelaziz, A.Y. Distribution system reconfiguration using a modified Tabu Search algorithm / A.Y. Abdelaziz, F.M. Mohamed, S.F. Mekhamer, M.A. Badr // Electric Power Systems Research. – 2010. – No. 8 (80). – P. 943–953.
- 33. Ahmadi, A. Optimal Allocation of DG by using Improved Genetic for IEEE 33 Bus Systems / A. Ahmadi, H. Khademi, H. Mousavi, A. Hajizadeh // Technical Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2014. – No. 4(1) – P. 29–35.
- 34. Aman, M.M. A new approach for optimum simultaneous multi-DG distributed generation Units placement and sizing based on maximization of system loadability using HPSO (hybrid particle swarm optimization) algorithm / M.M. Aman, G.B. Jasmon, A.H. Bakar, H. Mokhlis // Energy. –2014. – Vol. 66. – P. 202 – 215.
- 35. Ameli, A. A multiobjective particle swarm optimization for sizing and placement of DGs from DG owner's and distribution company's viewpoints / A. Ameli, S. Bahrami, F. Khazaeli, M.R.A. Haghifam // IEEE Transactions on Power Delivery. 2014. Vol. 29. No. 4. P. 1831 1840.
- 36. Badran, O. Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies / O. Badran, S. Mekhilef, H. Mokhlis, W.

Dahalan // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2017. - Vol. 73. - P. 854 - 867.

- 37. Baran, M.E. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing / M.E. Baran, F.F. Wu // IEEE Transactions on Power Delivery. 1989. No. 2 (4). P. 1401 1407.
- 38. Bernardon, D.P. Real-time reconfiguration of distribution network with distributed generation / D.P. Bernardon, A.P. Mello, L.L. Pfitscher, L.N. Canha, A.R. Abaide, A.A. Ferreira // Electric Power Systems Research. – 2014. – Vol. 107. – P. 59 – 67.
- Borges, C.L.T. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement / C.L.T. Borges, D.M. Falcao // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. –2006. – No. 6 (28). – P. 413 – 420.
- 40. Boum, A.T. Optimal Reconfiguration of Power Distribution Systems Based on Symbiotic Organism Search Algorithm / A.T. Boum, P.R. Ndjependa, J.N. Bisse // Journal of Power and Energy. – 2017. – Vol. 5. – P. 1–9.
- Branke, J. Multiobjective Optimization: interactive and evolutionary approaches / J. Branke, K. Deb, K. Miettinen, R. Slowinski. – Berlin, Germany: Springer-Verlag, 2008.–470 pp.
- 42. Candelo, J.E. Distributed Generation Placement and Size to Reduce Power Losses using a Bat-inspired Algorithm / J.E. Candelo, H.E. Hernandez // Conference: VII Simposio Internacional sobre Calidad de la Energia Electrica. Colombia, 2013. Vol. 7. P.112 119.
- Carreno, E.M. An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem / E.M. Carreno, R. Romero, A. Padilha-Feltrin // IEEE Transactions on Power Systems. – 2008. – No. 4 (23). – P. 1542 – 1551.
- 44. Castro Jr, C.A. An Efficient Reconfiguration Algorithm for Loss Reduction of Distribution Systems / C.A. Castro Jr, A.A. Watanabe // Electric Power Systems Research. – 1990. – Vol. 19. – No. 2. – P. 137 – 144.
- 45. Celli, G. On-line network reconfiguration for loss reduction in distribution networks with Distributed Generation / G. Celli, M. Loddo, F. Pilo, A. Abur // 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2005). Turin, Italy, 2005, P. 1 4. (URL:https://doi.org/10.1049/cp:20051270).

- 46. Chakravorty, M. Voltage stability analysis of radial distribution networks / M. Chakravorty, D. Das // Electrical Power and Energy Systems. 2001. Vol. 23. P. 129 135.
- 47. Cho, B. A selecting method of optimal load on time varying distribution system for Network reconfiguration considering DG / B. Cho, K. Ryu, J. Park, W. Moon, J.A. Kim // Journal of International Council on Electrical Engineering. – 2012. – No. 2 (2). – P. 166 – 170.
- 48. Civanlar, S. Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction / S. Civanlar, J.J. Grainger, H. Yin, S.S. Lee // IEEE Transactions on Power Delivery. 1988. No. 3 (3). P. 1217 1223.
- 49. Công ty Điện lực Gia Lai Báo cáo thường niên 2017 (Годовой отчет 2017) / АЭО «GiaLai», 2017.
- 50. Dharageshwari, K. Multiobjective optimal placement of multiple distributed generations in IEEE 33 bus radial system using simulated annealing / K. Dharageshwari, C. Nayanatara. // International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies [ICCPCT-2015]. – Nagercoil, 2015. – P. 1 – 7.
- 51. Ding, F. Smart Distribution System Automation: Network Reconfiguration and Energy Management: PhD diss./ Fei Ding – Case Western Reserve University, 2015. – 164 pp.
- 52. Dolatdar, E. A new distribution network reconfiguration approach using a tree model / E. Dolatdar, S. Soleymani, B. Mozafari // World Academy of Science, Engineering and Technology. – 2009. – No. 34 (58). – P. 1186 – 1194.
- 53. Duan, D.L. Reconfiguration of distribution network for loss reduction and reliability improvement based on an enhanced genetic algorithm / D.L. Duan, X.D. Ling, X.Y. Wu, B. Zhong // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2015. Vol. 64. P. 88 95.
- 54. Ghasemi, S. Radial distribution systems reconfiguration considering power losses cost and damage cost due to power supply interruption of consumers / S. Ghasemi, J. Moshtagh // International Journal on Electrical Engineering and Informatics. 2013. No. 3 (5). P. 297 315.

- 55. Gupta, N. Multi-objective reconfiguration of distribution systems using adaptive genetic algorithm in fuzzy framework / N. Gupta, A. Swarnkar, K.R. Niazi, R.C. Bansal // IET generation, transmission & distribution. – 2010. – No. 12 (4). – P. 1288 – 1298.
- 56. Ha, Duc Nguyen. Improvement methods for solving the distribution network reconfiguration problem/ Duc Nguyen Ha, I.M. Valeev // Energetika. – 2018. – Vol. 64. – No. 4. – P. 174–185.
- 57. Karabacak, K. Artificial neural networks for controlling wind-PV power systems: A review / K. Karabacak, N. Cetin // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014. Vol. 29. P. 804–827.
- Kayal, P. Placement of wind and solar based DGs in distribution system for power loss minimization and voltage stability improvement / P. Kayal, C.K. Chanda // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2013. – Vol. 53. – P. 795–809.
- 59. Kiran, K.K. FDR particle swarm algorithm for network reconfiguration of distribution systems / K.K. Kiran, R.N. Venkata, S. Kamakshaiah // Journal of Theoretical and Applied Information Technology. – 2012. – No. 2 (36). – P. 174–181.
- 60. Kowsalya, M. Optimal size and siting of multiple distributed generators in distribution system using bacterial foraging optimization / M. Kowsalya // Swarm and Evolutionary computation. 2014. –Vol. 15. P. 58–65.
- Mahmoud, K. Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems for Loss Minimization / K. Mahmoud, N. Yorino, A. Ahmed // IEEE Transactions on Power Systems. – 2016. – No. 2 (31). – P. 960–969.
- 62. Mena, A. J. G. An efficient heuristic algorithm for reconfiguration based on branch power flows direction / A.J.G. Mena, J.A.M. Garcia // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2012. – No. 1 (41). – P. 71-75.
- 63. Merlin, A. Search for a Minimal-Loss Operating Spanning Tree Configuration in an Urban Power Distribution System/ A. Merlin, H. Back // Proc. of 5th PSCC. Cambridge, UK, 1975. Vol. 1. P. 1–18.
- 64. Milani, A.E. An evolutionary approach for optimal time interval determination in distribution network reconfiguration under variable load / A.E. Milani, M.R. Haghifam

// Mathematical and Computer Modelling. – 2013. Vol. 57. – No. 1-2. – P. 68–77.

- 65. Mohamed, I.A. A novel integration technique for optimal network reconfiguration and distributed generation placement in power distribution networks / I.A. Mohamed, D.P. Kothari // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2014. – Vol. 63. – P. 461–472.
- 66. Murthy, G.V.K. Voltage stability analysis of radial distribution networks with distributed generation / G.V.K. Murthy // International Journal on Electrical Engineering and Informatics. – 2014. – No. 1 (6). – P. 195-204.
- 67. Murty, V. Optimal placement of DG in radial distribution systems based on new voltage stability index under load growth / V. Murty, A. Kumar // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2015. Vol. 69. P. 246-256.
- Nagata, T. An efficient algorithm for distribution network restoration / T. Nagata, H. Sasaki // Power Engineering Society Summer Meeting. Vancouver, BC, Canada, 2001. Vol. 1. P. 54-59.
- 69. Nguyen, T.T. Cuckoo search algorithm for short-term hydrothermal scheduling / T.T. Nguyen, D.N. Vo, A.V. Truong // Applied Energy. 2014. Vol. 132. P. 276 287.
- 70. Nugent, R.A. The effect of exopolymers on the erosional resistance of cohesive sediments / R.A. Nugent, G. Zhang, R.P. Gambrell // InProc. 5th Int. Conf. on Scour and Erosion. – San Francisco, USA, 2010. – P. 162–171.
- 71. Quadri, I.A. Multi-objective Approach to Maximize Loadability of Distribution Networks by Simultaneous Reconfiguration and Allocation of Distributed Energy Resources / I.A. Quadri, S. Bhowmick, D. Joshi // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2018. – Vol. 12. – No. 21. – P. 5700-5712.
- Quadri, I.A. A hybrid teaching learning-based optimization technique for optimal DG sizing and placement in radial distribution systems / I.A. Quadri, S. Bhowmick, D. Joshi // Soft Computing. 2018. P. 1-9. (URL://doi.org/10.1007/s00500-018-3544-8).
- 73. Radha, B. A Modified Genetic Algorithm for Optimal Electrical Distribution Network Reconfiguration Canberra / B. Radha, S. Rughooputh // Congress on Evolutionary Computation (CEC'03. 2003 Dec 8). – Canberra, ACT, Australia, 2003. – Vol. 2, – P. 1472-1479.

- 74. Rao, R.S. Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation / R.S. Rao // IEEE Transactions on Power Systems. –2013. – Vol. 28. – No. 1. – P. 317-325.
- 75. Rui, H. A smart grid metrics assessment of distribution automation for reliability improvement / H. Rui, W.H. Wellssow, H.W. Wolfram // International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS). – Beijing, China, 2016. – P. 1-8.
- 76. Safonov, G.P. The optimization of the production process for electrical insulation systems / G.P. Safonov, A.M. Sorokin, A.V. Buldakov, P.V. Vorob'ev // Russian Electrical Engineering. – 2007. – No. 3 (78). – P. 167–169.
- 77. Sarfi, R.J. A survey of the state of the art in distribution system reconfiguration for system loss reduction / R.J. Sarfi, M.M.A. Salama, A.Y. Chikhani // Electric Power Systems Research. – 1994. – No. 1 (31). – P. 61–70.
- Shirmohammadi, D. Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction / D. Shirmohammadi, H.W. Hong // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1989. – No. 2 (4). – P. 1492–1498.
- 79. Sridhar, V. LP-Based Heuristic Algorithms for Interconnecting Token Rings via Source Routing Bridges / V. Sridhar, J.S. Park, B. Gavish // Journal of Heuristics. - 2000. - Vol. 6. - P. 149-166.
- 80. Srinivasa, R.R. A New Heuristic Approach for Optimal Network Reconfiguration in Distribution Systems/ R.R. Srinivasa, S.V.L. Narasimham // International Journal of Applied Science, Engineering and Technology. – 2009. – No. 9 (3). – P. 15–21.
- 81. Sultana, B. Review on reliability improvement and power loss reduction in distribution system via network reconfiguration/ B. Sultana, M.W. Mustafa, U. Sultana, A.R. Bhatti // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 66. P. 297–310.
- 82. Taleski, R. Distribution network reconfiguration for energy loss reduction/ R. Taleski, D. Rajicic // IEEE Transactions on Power Systems. 1997. No. 1 (12). P. 398 406.
- 83. Tan, S. Optimization of distribution network incorporating distributed generators:

An integrated approach/ S. Tan, J.X. Xu, S.K. Panda // IEEE Transactions on power systems. – 2013. – No. 3 (28). – P. 2421–2432.

- 84. Teng, J.H. Strategic Distributed Generator Placements For Service Reliability Improvements/ J.H. Teng, T.S. Luor, Y.H. Liu // IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. – Chicago, IL, USA, 2002. – Vol. 2. – P. 719–724.
- 85. Ugranlı, F. Multiple-distributed generation planning under load uncertainty and different penetration levels/ F. Ugranlı, E. Karatepe // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2013. – Vol. 46. – P. 132–144.
- 86. Vietnam annual electricity report 2016/ Vietnam Electricity Corporation. 2016.
   51pp.
- 87. Vietnam electricity annual report 2013-2015/ Vietnam Electricity Corporation. –
  2015. 45 pp.
- 88. Vietnam electricity annual report 2017/ Vietnam Electricity Corporation. 2017. –
  38 pp.
- 89. Wazir, A. Analysis and Optimization of IEEE 33 Bus Radial Distributed System Using Optimization Algorithm/ A. Wazir, N. Arbab // Journal of Emerging Trends in Applied Engineering. – 2016. – Vol. 1. – No. 2. – P. 17–21.
- 90. Yadaiah, C. Effect of network reconfiguration on power quality of distribution system/ C. Yadaiah, S.K. Goswami, D. Chatterjee // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2016. – Vol. 83. – P. 87-95.
- 91. Yang, H. Gradual approaching method for distribution network dynamic reconfiguration / H. Yang, Y. Peng, N. Xiong // Workshop on Power Electronics and Intelligent Transportation System. – Guangzhou, 2008. – P. 257–260. (URL:https://doi.org/10.1109/PEITS.2008.104).
- 92. Yang, X.S. Cuckoo Search via Levy Flights/ X.S. Yang, S. Deb // 2009 World Congress on Nature & Biologically Inspired Computing (NaBIC). – Coimbatore, 2009. – P. 210–214. (URL:https://doi.org/10.1109/NABIC.2009.5393690).
- 93. Yang, X.S. Nature-Inspired Metaheuristic Algorithms Second Edition / X.S. Yang.
   University of Cambridge, United Kingdom: Luniver Press, 2010. 147 pp.

94. Zidan, A. Distribution system reconfiguration for energy loss reduction considering the variability of load and local renewable generation / A. Zidan, E.F. El-Saadany // Energy. – 2013. – Vol. 59. – P. 698 – 707.

## ПРИЛОЖЕНИЯ



ПРИЛОЖЕНИЕ А – Результаты оптимизации режимов СЭС с использованием CSA





Рисунок П.А.2 – Состояние выключателей после оптимизации структуры СЭС 69 узлами

### 136



Рисунок П.А.3 – Состояние выключателей после оптимизации структуры СЭС с 119 узлами

```
Iteration1
 Switch FCO257 [T270-T271] closed.
 Switch FC0257 [T270-T271] opened.
New system loss: 84.09 kW 93.92 kvar
 Iteration2
 Switch DCLCTT.Hung [T37-T148/62 closed.
 Switch FCOQHoach1[T148- T148/1 opened.
New system loss: 83.01 kW 97.58 kvar
 Iteration3
 Switch DCLCT226 [T226-T150-F19] closed.
 Switch DCL143 [T148-NODE3] opened.
New system loss: 80.06 kW 101.89 kvar
 Iteration4
 Switch FC0257 [T270-T271]closed.
 Switch FCO257 [T270-T271]opened.
 New system loss: 80.06 kW 101.89 kvar
 Iteration5
 Switch FCOQHoach1 [T148-T148/1] closed.
 Switch FCO231 [T04-T05-F18] opened.
New system loss: 77.03 kW 95.48 kvar
 Iteration6
 Switch DCL143 [T148-NODE3] closed.
 Switch DCL143 [T148-NODE3] opened.
New system loss: 77.03 kW 95.48 kvar
 Iteration7
 Switch FCO257 [T270-T271] closed.
 Switch FC0257 [T270-T271] opened.
New system loss: 77.03 kW 95.48 kvar
 Iteration8
 Switch FCO231 [T04-T05-F18] closed.
 Switch FCO231 [T04-T05-F18] opened.
New system loss: 77.03 kW 95.48 kvar
 Initial system loss: 84.09 kW 93.92 kvar
 Final system loss: 77.03 kW 95.48 kvar
```

Рисунок П.А.4 – Вычисление оптимизации структуры СЭС «Chu Prong» Вьетнама

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Параметры распределительных сетях

Узел	Р (мВт)	Q (мвар)
1	0	0
2	0,1	0,06
3	0,09	0,04
4	0,12	0,08
5	0,06	0,03
6	0,06	0,02
7	0,2	0,1
8	0,2	0,1
9	0,06	0,02
10	0,06	0,02
11	0.045	0.03

Таблица П.Б.1 – Параметры нагрузки СЭС- 33 узла

Узел	Р (мВт)	Q (мвар)
12	0,06	0,035
13	0,06	0,035
14	0,12	0,08
15	0,06	0,01
16	0,06	0,02
17	0,06	0,02
18	0,09	0,04
19	0,09	0,04
20	0,09	0,04
21	0,09	0,04
22	0,09	0,04

Узел	Р (мВт)	Q (мвар)
23	0,09	0,05
24	0,42	0,2
25	0,42	0,2
26	0,06	0,025
27	0,06	0,025
28	0,06	0,02
29	0,12	0,07
30	0,2	0,6
31	0,15	0,07
32	0,21	0,1
33	0,06	0,04

## Таблица П.Б.2 – Параметры ЛЭП СЭС- 33 узла

Vue	07012	r <sub>0</sub>	X <sub>0</sub>		Іном	Vua	0701/	r. (0/1074)	X <sub>0</sub>		I <sub>ном</sub>
уча	UTUK	(Ω/км)	(Ω/км)	JI(KM)	(A)	у ча	10 (22/KM)		(Ω/км)	J1(KM)	(A)
1	2	0,0922	0,0470	1	255	20	21	0,4095	0,4784	1	255
2	3	0,4930	0,2512	1	255	21	22	0,7089	0,9373	1	255
3	4	0,3661	0,1864	1	255	3	23	0,4512	0,3084	1	255
4	5	0,3811	0,1941	1	255	23	24	0,8980	0,7091	1	255
5	6	0,8190	0,7070	1	255	24	25	0,8959	0,7071	1	255
6	7	0,1872	0,6188	1	255	6	26	0,2031	0,1034	1	255
7	8	0,7115	0,2351	1	255	26	27	0,2842	0,1447	1	255
8	9	1,0299	0,7400	1	255	27	28	1,0589	0,9338	1	255
9	10	1,0440	0,7400	1	255	28	29	0,8043	0,7006	1	255
10	11	0,1967	0,0651	1	255	29	30	0,5074	0,2585	1	255
11	12	0,3744	0,1298	1	255	30	31	0,9745	0,9629	1	255
12	13	1,4680	1,1549	1	255	31	32	0,3105	0,3619	1	255
13	14	0,5416	0,7129	1	255	32	33	0,3411	0,5302	1	255
14	15	0,5909	0,5260	1	255	21	8	2,0000	2	1	255
15	16	0,7462	0,5449	1	255	9	15	2,0000	2	1	255
16	17	1,2889	1,7210	1	255	12	22	2,0000	2	1	255
17	18	0,7320	0,5739	1	255	18	33	0,5000	0,5	1	255
2	19	0,1640	0,1565	1	255	25	29	0,5000	0,5	1	255
19	20	1,5042	1,3555	1	255						

Узел	Р(мВт)	Q(мBap)	Узел	Р(мВт)	Q(мВар)	] [	Узел	Р(мВт)	Q(мBap)
1	0	0	24	0,028	0,02	1	47	0	0
2	0	0	25	0	0		48	0,079	0,056
3	0	0	26	0,014	0,01		49	0,3847	0,275
4	0	0	27	0,014	0,01		50	0,3847	0,275
5	0	0	28	0,026	0,0186		51	0,0405	0,028
6	0,0026	0,002	29	0,026	0,0186		52	0,0036	0,003
7	0,04	0,03	30	0	0		53	0,0044	0,004
8	0,075	0,054	31	0	0		54	0,0264	0,019
9	0,03	0,022	32	0	0		55	0,024	0,017
10	0,028	0,019	33	0,014	0,01		56	0	0
11	0,145	0,104	34	0,0195	0,014		57	0	0
12	0,145	0,104	35	0,006	0,004		58	0	0
13	0,008	0,005	36	0,026	0,0186		59	0,1	0,072
14	0,008	0,006	37	0,026	0,0186		60	0	0
15	0	0	38	0	0		61	1,244	0,888
16	0,0455	0,03	39	0,024	0,017		62	0,032	0,023
17	0,06	0,035	40	0,024	0,017		63	0	0
18	0,06	0,035	41	0,0012	0,001		64	0,227	0,162
19	0	0	42	0	0		65	0,059	0,042
20	0,001	0,0006	43	0,006	0,0043		66	0,018	0,013
21	0,114	0,081	44	0	0	] [	67	0,018	0,013
22	0,005	0,004	45	0,0392	0,0263	] [	68	0,028	0,02
23	0	0	46	0,0392	0,0263	] [	69	0,028	0,02

Таблица П.Б.3 – Параметры нагрузки СЭС - 69 узлов

# Таблица П.Б.4 – Параметры ЛЭП СЭС- 69 узлов

Участок		г₀(Ω/км)	х <sub>0</sub> (Ω/км)	Л(км)
1	2	0,0005	0,0012	1
2	3	0,0005	0,0012	1
3	4	0,0015	0,0036	1
4	5	0,0251	0,0294	1
5	6	0,3660	0,1864	1
6	7	0,3811	0,1941	1
7	8	0,0922	0,0470	1
8	9	0,0493	0,0251	1
9	10	0,8190	0,2707	1
10	11	0,1872	0,0619	1
11	12	0,7114	0,2351	1
12	13	1,0300	0,3400	1
13	14	1,0440	0,3450	1
14	15	1,0080	0,3496	1
15	16	0,1966	0,0650	1
16	17	0,3744	0,1238	1
17	18	0,0047	0,0016	1
18	19	0,3276	0,1083	1

Уча	сток	r <sub>0</sub> (Ω/км)	х <sub>0</sub> (Ω/км)	Л(км)
38	39	0,0304	0,0355	1
39	40	0,0018	0,0021	1
40	41	0,7283	0,8509	1
41	42	0,3100	0,3623	1
42	43	0,0410	0,0478	1
43	44	0,0092	0,0116	1
44	45	0,1089	0,1373	1
45	46	0,0090	0,0012	1
4	47	0,0034	0,0084	1
47	48	0,0851	0,2083	1
48	49	0,2898	0,7091	1
49	50	0,0822	0,2011	1
8	51	0,0928	0,0473	1
51	52	0,3319	0,1114	1
9	53	0,1740	0,0886	1
53	54	0,2030	0,1034	1
54	55	0,2842	0,1447	1
55	56	0,2813	0,1433	1

Прололжени	е таблины	П.Б.4
продолжени	Стаблицы	11.0.1

19	20	0,2106	0,0690	1
20	21	0,3416	0,1129	1
21	22	0,0140	0,0046	1
22	23	0,1591	0,0526	1
23	24	0,3463	0,1145	1
24	25	0,7488	0,2475	1
25	26	0,3089	0,1021	1
26	27	0,1732	0,0572	1
3	28	0,0044	0,0108	1
28	29	0,0640	0,1565	1
29	30	0,3978	0,1315	1
30	31	0,0702	0,0232	1
31	32	0,3510	0,1160	1
32	33	0,8390	0,2816	1
33	34	1,7080	0,5646	1
34	35	1,4740	0,4873	1
3	36	0,0044	0,0108	1
36	37	0,0640	0,1565	1
37	38	0,1053	0,1230	1

56	57	1,5900	0,5337	1
57	58	0,7837	0,2630	1
58	59	0,3042	0,1006	1
59	60	0,3861	0,1172	1
60	61	0,5075	0,2585	1
61	62	0,0974	0,0496	1
62	63	0,1450	0,0738	1
63	64	0,7105	0,3619	1
64	65	1,0410	0,5302	1
11	66	0,2012	0,0611	1
66	67	0,0047	0,0014	1
12	68	0,7394	0,2444	1
68	69	0,0047	0,0016	1
11	43	0,5	0,5	1
13	21	0,5	0,5	1
15	46	1	0,5	1
50	59	2	1	1
27	65	1	0,5	1
	•	•	1	

Узел	Р(мВт)	Q(мВар)	Узел	Р(мВт)	Q(мВар)	Узел	Р(мВт)	Q(мВар)
1	0	0	41	0,32674	0,27856	81	0,24353	0,18303
2	0,13384	0,10114	42	0,53626	0,24024	82	0,24353	0,18303
3	0,016214	0,011292	43	0,076247	0,066562	83	0,13425	0,11929
4	0,034315	0,021845	44	0,05352	0,03976	84	0,02271	0,02796
5	0,073016	0,063602	45	0,040328	0,031964	85	0,049513	0,026515
6	0,1442	0,068604	46	0,039653	0,020758	86	0,38378	0,25716
7	0,10447	0,061725	47	0,066195	0,042361	87	0,04964	0,0206
8	0,028547	0,011503	48	0,073904	0,051653	88	0,022473	0,011806
9	0,08756	0,051073	49	0,11477	0,057965	89	0,06293	0,04296
10	0,1982	0,10677	50	0,91837	0,6051	90	0,03067	0,03493
11	0,1468	0,075995	51	0,2103	0,14666	91	0,06253	0,06679
12	0,02604	0,018687	52	0,06668	0,056608	92	0,11457	0,081748
13	0,0521	0,02322	53	0,042207	0,040184	93	0,081292	0,066526
14	0,1419	0,1175	54	0,43374	0,28341	94	0,031733	0,01596
15	0,02187	0,02879	55	0,0621	0,02686	95	0,03332	0,06048

16	0,03337	0,02645	56	0,09246	0,08838	96	0,53128	0,22485
17	0,03243	0,02523	57	0,085188	0,055436	97	0,50703	0,36742
18	0,020234	0,011906	58	0,3453	0,3324	98	0,02639	0,0117
19	0,15694	0,078523	59	0,0225	0,01683	99	0,04599	0,30392
20	0,54629	0,3514	60	0,080551	0,049156	100	0,10066	0,47572
21	0,18031	0,1642	61	0,09586	0,090758	101	0,45648	0,3503
22	0,093167	0,054594	62	0,06292	0,0477	102	0,52256	0,44929
23	0,08518	0,03965	63	0,4788	0,46374	103	0,40843	0,16846
24	0,1681	0,095178	64	0,12094	0,052006	104	0,14148	0,13425
25	0,12511	0,15022	65	0,13911	0,10034	105	0,10443	0,066024
26	0,01603	0,02462	66	0,39178	0,1935	106	0,096793	0,083647
27	0,02603	0,02462	67	0,027741	0,026713	107	0,49392	0,41934
28	0,59456	0,52262	68	0,052814	0,025257	108	0,22538	0,13588
29	0,12062	0,059117	69	0,06689	0,038713	109	0,50921	0,38721
30	0,10238	0,099554	70	0,4675	0,39514	110	0,1885	0,17346
31	0,5134	0,3185	71	0,59485	0,23974	111	0,91803	0,89855
32	0,47525	0,45614	72	0,1325	0,084363	112	0,30508	0,21537
33	0,15143	0,13679	73	0,052699	0,022482	113	0,05438	0,04097
34	0,20538	0,083302	74	0,86979	0,614775	114	0,21114	0,1929
35	0,1316	0,093082	75	0,031349	0,029817	115	0,067009	0,053336
36	0,4484	0,36979	76	0,19239	0,12243	116	0,16207	0,090321
37	0,44052	0,32164	77	0,06575	0,04537	117	0,048785	0,29156
38	0,11254	0,055134	78	0,23815	0,22322	118	0,0339	0,01898
39	0,053963	0,038998	79	0,29455	0,16247			
40	0,39305	0,3426	80	0,48557	0,43792			

Таблица П.Б.6 – Параметры ЛЭП СЭС- 119 узлов

Уча	Участок r <sub>0</sub> (Ω/		х <sub>0</sub> (Ω/км)	Л(км)
1	2	0,036	0,01296	1
2	3	0,033	0,01188	1
2	4	0,045	0,0162	1
4	5	0,015	0,054	1
5	6	0,015	0,054	1
6	7	0,015	0,0125	1
7	8	0,018	0,014	1
8	9	0,021	0,063	1

Уча	сток	r₀(Ω/км)	х₀ (Ω/км)	Л(км)
67	68	0,504	0,3303	1
68	69	0,406	0,1461	1
69	9 70 0,962		0,761	1
70	71	0,165	0,06	1
71	72	0,303	0,1092	1
72	73	0,303	0,1092	1
73	74	0,206	0,144	1
74	75	0,233	0,084	1

	$\Pi_1$	родолжение	таблицы	Π	.Б.	6
--	---------	------------	---------	---	-----	---

2	10	0,166	0,1344	1	]	75	76	0,591	0,1773	1
10	11	0,112	0,0789	1		76	77	0,126	0,0453	1
11	12	0,187	0,313	1		64	78	0,559	0,3687	1
12	13	0,142	0,1512	1		78	79	0,186	0,1227	1
13	14	0,18	0,118	1		79	80	0,186	0,1227	1
14	15	0,15	0,045	1		80	81	0,26	0,139	1
15	16	0,16	0,18	1		81	82	0,154	0,148	1
16	17	0,157	0,171	1		82	83	0,23	0,128	1
11	18	0,218	0,285	1		83	84	0,252	0,106	1
18	19	0,118	0,185	1		84	85	0,18	0,148	1
19	20	0,16	0,196	1		79	86	0,16	0,182	1
20	21	0,12	0,189	1		86	87	0,2	0,23	1
21	22	0,12	0,0789	1		87	88	0,16	0,393	1
22	23	1,41	0,723	1		65	89	0,669	0,2412	1
23	24	0,293	0,1348	1		89	90	0,266	0,1227	1
24	25	0,133	0,104	1		90	91	0,266	0,1227	1
25	26	0,178	0,134	1		91	92	0,266	0,1227	1
26	27	0,178	0,134	1		92	93	0,266	0,1227	1
4	28	0,015	0,0296	1		93	94	0,233	0,115	1
28	29	0,012	0,0276	1		94	95	0,496	0,138	1
29	30	0,12	0,2766	1		91	96	0,196	0,18	1
30	31	0,21	0,243	1		96	97	0,196	0,18	1
31	32	0,12	0,054	1		97	98	0,1866	0,122	1
32	33	0,178	0,234	1		98	99	0,0746	0,318	1
33	34	0,178	0,234	1		1	100	0,0625	0,0265	1
34	35	0,154	0,162	1		100	101	0,1501	0,234	1
30	36	0,187	0,261	1		101	102	0,1347	0,0888	1
36	37	0,133	0,099	1		102	103	0,2307	0,1203	1
29	38	0,33	0,194	1		103	104	0,447	0,1608	1
38	39	0,31	0,194	1		104	105	0,1632	0,0588	1
39	40	0,13	0,194	1		105	106	0,33	0,099	1
40	41	0,28	0,15	1		106	107	0,156	0,0561	1
41	42	1,18	0,85	1	1	107	108	0,3819	0,1374	1
42	43	0,42	0,2436	1	1	108	109	0,1626	0,0585	1
43	44	0,27	0,0972	1		109	110	0,3819	0,1374	1
44	45	0,339	0,1221	1		110	111	0,2445	0,0879	1
					1					

									1
45	46	0,27	0,1779	1	110	112	0,2088	0,0753	1
35	47	0,21	0,1383	1	112	113	0,2301	0,0828	1
47	48	0,12	0,0789	1	100	114	0,6102	0,2196	1
48	49	0,15	0,0987	1	114	115	0,1866	0,127	1
49	50	0,15	0,0987	1	115	116	0,3732	0,246	1
50	51	0,24	0,1581	1	116	117	0,405	0,367	1
51	52	0,12	0,0789	1	117	118	0,489	0,438	1
52	53	0,405	0,1458	1	46	27	0,5258	0,2925	1
53	54	0,405	0,1458	1	17	27	0,5258	0,2916	1
29	55	0,391	0,141	1	8	24	0,4272	0,1539	1
55	56	0,406	0,1461	1	54	43	0,48	0,1728	1
56	57	0,406	0,1461	1	62	54	0,36	0,1296	1
57	58	0,706	0,5461	1	37	62	0,57	0,572	1
58	59	0,338	0,1218	1	9	40	0,53	0,3348	1
59	60	0,338	0,1218	1	58	96	0,3957	0,1425	1
60	61	0,207	0,0747	1	73	91	0,68	0,648	1
61	62	0,247	0,8922	1	88	75	0,4062	0,1464	1
1	63	0,028	0,0418	1	99	77	0,4626	0,1674	1
63	64	0,117	0,2016	1	108	83	0,651	0,234	1
64	65	0,255	0,0918	1	105	86	0,8125	0,2925	1
65	66	0,21	0,0759	1	110	118	0,7089	0,2553	1
66	67	0,383	0,138	1	25	35	0,5	0,5	1

Окончание таблицы П.Б.6

Таблица П.Б.7 – Параметры нагрузки СЭС- «Chu Prong»

**Q(мВар)** 0,033 0,0164 0,0094 0,0047 0,008 0,008 0,006 0,0094 0,0043 0,0167 0,013

Узел	Р(мВт)	Q(мВар)	Узел	Р(мВт)
1	0	0	87	0,1275
2	0,0359	0,0094	88	0,0629
3	0,0159	0,004	89	0,0359
4	0	0	90	0,0179
5	0,0206	0,0053	91	0,0319
6	0,0239	0,0062	92	0
7	0,0319	0,0083	93	0,0239
8	0,0139	0,0036	94	0,0359
9	0,0359	0,0093	95	0,0159
10	0,0359	0,0094	96	0,0642
11	0,0359	0,0094	97	0,0528

Узел	Р(мВт)	Q(мВар)	
173	0,0435	0,0024	
174	0,053	0,0261	
175	0,116	0,1594	
176	0,1586	0,2179	
177	0,0695	0,0038	
178	0,0543	0,003	
179	0,0348	0,0019	
180	0,0869	0,0048	
181	0,0695	0,0038	
182	0	0	
183	0	0	
12	0,0994	0,026	98
----	--------	--------	-----
13	0,0179	0,0047	99
14	0	0	100
15	0	0	101
16	0,0638	0,0164	102
17	0	0	103
18	0	0	104
19	0	0	105
20	0	0	106
21	0	0	107
22	0,0896	0,0234	108
23	0,0279	0,0073	109
24	0,0042	0,0011	110
25	0	0	111
26	0	0	112
27	0,0359	0,0094	113
28	0,057	0,0147	114
29	0	0	115
30	0,0319	0,008	116
31	0,0048	0,0012	117
32	0,0383	0,01	118
33	0	0	119
34	0,0644	0,0144	120
35	0,0767	0,0175	121
36	0	0	122
37	0,0576	0,0129	123
38	0,0576	0,0129	124
39	0,1004	0,0229	125
40	0,0048	0,0011	126
41	0	0	127
42	0,0995	0,0229	128
43	0,0271	-0,294	129
44	0	0	130
45	0,0322	0,0071	131
46	0,0424	0,0088	132
47	0,0644	0,0144	133
	•		

98	0,0176	0,0043		
99	0,1836	0,0479		
100	0,0176	0,0047		
101	0,0176	0,0047		
102	0,006	0,0015		
103	0,0161	0,0035		
104	0,0322	0,0071		
105	0,0322	0,0071		
106	0,01	0,0023		
107	0,072	0,0165		
108	0,0579	0,0132		
109	0,0889	0,0206		
110	0,1127	0,0256		
111	0,051	0,016		
112	0,0492	0,0244		
113	0	0		
11/	0.0322	0,0071		
114	-,			
114	0,0508	0,0115		
114 115 116	0,0508	0,0115 0		
114 115 116 117	0,0508 0 0,1271	0,0115 0 0,0285		
114   115   116   117   118	0,0508 0 0,1271 0,038	0,0115 0 0,0285 0,0142		
114   115   116   117   118   119	0,0508 0 0,1271 0,038 0,1271	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291		
114   115   116   117   118   119   120	0,0508 0 0,1271 0,038 0,1271 0	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291 0		
114   115   116   117   118   119   120   121	0,0508 0 0,1271 0,038 0,1271 0 0 0,0161	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291 0 0 0,0036		
114     115     116     117     118     119     120     121     122	0,0508 0 0,1271 0,038 0,1271 0 0,0161 0,0271	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291 0 0,0036 0,0062		
114     115     116     117     118     119     120     121     122     123	0,0508 0 0,1271 0,038 0,1271 0 0,0161 0,0271 0	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291 0 0,0036 0,0062 0		
114     115     116     117     118     119     120     121     122     123     124	0,0508 0 0,1271 0,038 0,1271 0 0,0161 0,0271 0 0,0161	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291 0 0,0036 0,0062 0 0,0036		
114     115     116     117     118     119     120     121     122     123     124     125	0,0508 0 0,1271 0,038 0,1271 0 0,0161 0,0271 0 0,0161 0,007	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291 0 0,0036 0,0036 0,0036 0,0016		
114     115     116     117     118     119     120     121     122     123     124     125     126	0,0508 0 0,1271 0,038 0,1271 0 0,0161 0,0271 0 0,0161 0,007 0,0322	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291 0 0,0036 0,0062 0 0,0036 0,0016 0,0063		
114     115     116     117     118     119     120     121     122     123     124     125     126     127	0,0508       0       0,1271       0,038       0,1271       0       0,0161       0,0271       0       0,0161       0,007       0,0322       0,0571	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291 0 0,0036 0,0062 0 0,0036 0,0016 0,0063 0,0137		
114     115     116     117     118     119     120     121     122     123     124     125     126     127     128	0,0508       0       0,1271       0,038       0,1271       0       0,0161       0,0271       0       0,0161       0,007       0,0322       0,0571       0,0504	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291 0 0,0036 0,0062 0 0,0036 0,0016 0,0063 0,0137 0,0115		
114     115     116     117     118     119     120     121     122     123     124     125     126     127     128     129	0,0508       0       0,1271       0,038       0,1271       0,038       0,1271       0       0,0161       0,007       0,0322       0,0571       0,0504	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291 0 0,0036 0,0062 0 0,0063 0,0016 0,0063 0,0137 0,0115 0,0129		
114     115     116     117     118     119     120     121     122     123     124     125     126     127     128     129     130	0,0508       0       0,1271       0,038       0,1271       0,038       0,1271       0       0,0161       0,007       0,0322       0,0571       0,0504       0,0576       0,0898	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291 0 0,0036 0,0062 0 0,0063 0,0016 0,0063 0,0137 0,0115 0,0129 0,0203		
114     115     116     117     118     119     120     121     122     123     124     125     126     127     128     129     130     131	0,0508     0     0,1271     0,038     0,1271     0     0,0161     0,0271     0     0,0161     0,007     0,0322     0,0571     0,0504     0,0576     0,0898     0	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291 0 0,0036 0,0062 0 0,0063 0,0016 0,0063 0,0137 0,0115 0,0129 0,0203 0		
114     115     116     117     118     119     120     121     122     123     124     125     126     127     128     129     130     131     132	0,0508     0     0,1271     0,038     0,1271     0     0,0161     0,0271     0     0,0161     0,007     0,0322     0,0571     0,0576     0,0898     0     0,1575	0,0115 0 0,0285 0,0142 0,0291 0 0,0036 0,0062 0 0,0063 0,0016 0,0063 0,0137 0,0115 0,0129 0,0203 0 0,0203 0		

Продолжение таблицы П.Б.7					
184	0,0254	0,025			
185	0,0634	0,0623			
186	0,0254	0,025			
187	0,0406	0,0399			
188	0,0406	0,0399			
189	0,0406	0,0399			
190	0,0127	0,0125			
191	0,0254	0,025			
192	0	-0,6			
193	0	0			
194	0,0197	0,0194			
195	0,007	0,0069			
196	0	-0,3			
197	0	0			
198	0	0			
199	0,0703	0,0694			
200	0,0361	0,0355			
201	0,0254	0,0249			
202	0	0			
203	0	0			
204	0	0			
205	0,0225	0,0222			
206	0,081	0,08			
207	0	0			
208	0	0			
209	0	0			
210	0	0			
211	0	0			
212	0,0204	0,0006			
213	0	0			
214	0,0113	0,0004			
215	0,0056	0,0002			
216	0	0			
217	0,0204	0,0006			
218	0	0			
219	0,0167	0,0006			

48	0	0	
49	0,358	0,118	
50	0,0579	0,0132	
51	0	0	
52	0,0579	0,0132	
53	0,007	0,0016	
54	0,007	0,0016	
55	0,004	0,0009	
56	0,0241	0,0055	
57	0,0449	0,01	
58	0,0372	0,009	
59	0,1127	0,0256	
60	0,0449	0,01	
61	0	0	
62	0,0067	0,0043	
63	0,0117	0,0027	
64	0	0	
65	0,0202	0,0053	
66	0,0202	0,0053	
67	0,0202	0,0053	
68	0,0202	0,0053	
69	0,0202	0,0053	
70	0,0202	0,0053	
71	0,0092	0,0038	
72	0,0092	0,0038	
73	0,0092	0,0038	
74	0,0092	0,0038	
75	0,0092	0,0038	
76	0,114	0,037	
77	0,114	0,037	
78	0,006	0,0015	
79	0,0383	0,01	
80	0	0	
81	0,0638	0,0164	
82	0,0154	0,0041	
83	0,0139	0,0036	
	1	1	

134	0,0322	0,0071
135	0,0576	0,0129
136	0	0
137	0,019	0,001
138	0	0
139	0,0348	0,0019
140	0,0285	0,0094
141	0,0092	0,0005
142	0	0
143	0,0679	0,0037
144	0	0
145	0,0869	0,0048
146	0	0
147	0,0189	0,0011
148	0,0391	0,0022
149	0,0354	0,0293
150	0	0
151	0,0217	0,0012
152	0,0435	0,0024
153	0	0
154	0	0
155	0,0342	0,0019
156	0,0304	0,0017
157	0,0678	0,0037
158	0,0391	0,0022
159	0,0391	0,0022
160	0,2178	0,0231
161	0,0782	0,0043
162	0,0348	0,0019
163	0,0678	0,0037
164	0,045	0,01
165	0	0
166	0,0543	0,003
167	0,0196	0,0011
168	0,019	0,001
+	1	1

Продолжение таблицы П.Б.7					
220	0,0112	0,0004			
221	0,0112	0,0004			
222	0	0			
223	0	0			
224	0	0			
225	0	0			
226	0,0567	0,0022			
227	0,0326	0,0013			
228	0,0181	0,0007			
229	0,0634	0,0025			
230	0	0			
231	0	0			
232	0,0181	0,0007			
233	0,0204	0,0008			
234	0	0			
235	0,0524	0,002			
236	0	0			
237	0,0453	0,0018			
238	0	0			
239	0,0071	0,0003			
240	0,0079	0,0003			
241	0,0634	0,0025			
242	0,0579	0,0022			
243	0	0			
244	0	0			
245	0,0076	0,0003			
246	0,0724	0,0028			
247	0,004	0,0002			
248	0,0045	0,0002			
249	0,0362	0,0014			
250	0,0362	0,0014			
251	0,0453	0,0018			
252	0,0068	0,0003			
253	0,0204	0,0008			
254	0,0225	0,0222			
255	0	0			

84	0,1145	0,0297
85	0,1145	0,0297
86	0,0095	0,0031

Окончание таблицы П.Б.7

256	0,1578	0,1555
257	0,1578	0,1555

## Таблица П.Б.8 – Параметры ЛЭП СЭС- «Chu Prong»

Vuoo	T01/	r <sub>0</sub>	X <sub>0</sub>		I <sub>ном</sub>	Vuo		r <sub>0</sub>	X <sub>0</sub>		I <sub>ном</sub>
J Yac	IUK	(Ω/км)	(Ω/км)		(A)	J 440	LIUK	(Ω/км) (Ω/км)			(A)
1	2	0,2039	0,3351	0,7	450	73	74	0,4218	0,3606	2,36	265
2	3	0,154	0,3287	0,375	450	74	75	0,4218	0,3606	3,15	265
3	4	0,154	0,3287	1,222	450	136	137	0,4218	0,3606	0,32	265
4	5	0,154	0,3287	0,852	450	137	138	0,4218	0,3606	0,48	265
5	6	0,154	0,3287	0,581	450	138	139	0,4218	0,3606	0,72	265
6	7	0,154	0,3287	0,34	450	139	140	0,4218	0,3606	0,88	265
7	8	0,4218	0,3606	0,96	450	140	141	0,4218	0,3606	0,32	265
8	9	0,154	0,3287	0,4	450	141	142	0,4218	0,3606	0,4	265
9	10	0,154	0,3287	0,5	450	142	143	0,4218	0,3606	0,96	265
10	11	0,154	0,3287	0,875	450	143	144	0,4218	0,3606	0,24	265
11	12	0,154	0,3287	0,56	450	144	145	0,4218	0,3606	1,6	265
12	13	0,4218	0,3606	1,28	450	145	146	0,4218	0,3606	0,96	265
13	14	0,4218	0,3606	1,26	450	146	147	0,4218	0,3606	0,8	265
14	15	0,4218	0,3606	0,001	450	147	148	0,4218	0,3606	0,8	265
15	16	0,4218	0,3606	0,24	265	148	149	0,4218	0,3606	1,12	265
16	17	0,4218	0,3606	0,08	265	149	150	0,4218	0,3606	0,24	265
17	18	0,4218	0,3606	0,4	265	150	151	0,4218	0,3606	0,48	265
17	76	0,4218	0,3606	1,28	265	151	152	0,4218	0,3606	0,16	265
76	77	0,4218	0,3606	3,76	265	152	153	0,4218	0,3606	0,08	265
18	78	0,5951	0,3714	0,964	210	153	154	0,4218	0,3606	1,92	265
18	19	0,4218	0,3606	0,08	265	138	155	0,4218	0,3606	1,8	265
19	79	0,5951	0,3714	0,49	210	142	156	0,4218	0,3606	0,259	265
19	20	0,4218	0,3606	0,56	265	156	157	0,4218	0,3606	0,6	265
20	80	0,4218	0,3606	0,001	265	142	158	0,4218	0,3606	0,447	265
20	21	0,4218	0,3606	0,001	265	158	159	0,4218	0,3606	0,8	265
21	22	0,4218	0,3606	0,08	265	144	160	0,4218	0,3606	0,24	265
22	23	0,4218	0,3606	1,04	265	144	161	0,4218	0,3606	1,896	265
23	24	0,4218	0,3606	0,4	265	161	162	0,4218	0,3606	0,94	265
24	25	0,4218	0,3606	0,32	265	162	163	0,4218	0,3606	0,569	265

Продолжение таблицы П.Б.8

25	27	0,4218	0,3606	0,16	265	146	164	0,4218	0,3606	0,16	265
25	81	0,4218	0,3606	0,587	265	164	165	0,4218	0,3606	0,08	265
25	26	0,4218	0,3606	0,32	265	165	166	0,4218	0,3606	0,56	265
26	82	0,5951	0,3714	0,7	210	166	167	0,4218	0,3606	0,48	265
82	83	0,5951	0,3714	1,52	210	167	168	0,4218	0,3606	0,64	265
83	84	0,5951	0,3714	0,8	210	168	169	0,4218	0,3606	0,64	265
84	85	0,5951	0,3714	2,3	210	169	170	0,4218	0,3606	0,48	265
26	28	0,4218	0,3606	1,2	265	170	171	0,4218	0,3606	0,48	265
28	29	0,4218	0,3606	0,16	265	171	172	0,4218	0,3606	1,15	265
29	86	0,5951	0,3714	0,656	210	172	173	0,4218	0,3606	0,42	265
86	87	0,5951	0,3714	0,84	210	173	174	0,4218	0,3606	3,834	265
29	30	0,4218	0,3606	0,8	265	168	175	0,4218	0,3606	0,46	265
30	31	0,4218	0,3606	1,84	265	175	176	0,4218	0,3606	1,13	265
31	32	0,4218	0,3606	1,04	265	171	177	0,5951	0,3714	1	210
32	33	0,4218	0,3606	1,04	265	172	178	0,4218	0,3606	0,47	265
33	88	0,5951	0,3714	1,66	210	172	179	0,4218	0,3606	0,71	265
88	89	0,5951	0,3714	0,22	210	150	180	0,4218	0,3606	1,19	265
89	90	0,5951	0,3714	0,9	210	153	181	0,4218	0,3606	0,955	265
90	91	0,5951	0,3714	0,9	210	182	183	0,154	0,3287	0,001	520
91	92	0,5951	0,3714	1	210	183	184	0,154	0,3287	0,62	520
92	93	0,5951	0,3714	0,244	210	184	185	0,154	0,3287	0,725	520
93	94	0,5951	0,3714	1,06	210	185	186	0,154	0,3287	2,17	520
94	95	0,5951	0,3714	0,65	210	186	187	0,154	0,3287	0,93	520
95	96	0,5951	0,3714	0,16	210	187	188	0,154	0,3287	0,41	520
96	97	0,5951	0,3714	0,89	210	188	189	0,154	0,3287	0,72	520
97	98	0,5951	0,3714	0,244	210	189	190	0,154	0,3287	0,103	520
98	99	0,5951	0,3714	1,63	210	190	191	0,154	0,3287	0,41	520
92	100	0,5951	0,3714	0,59	210	191	192	0,154	0,3287	0,41	520
100	101	0,5951	0,3714	0,161	265	192	193	0,154	0,3287	1,14	520
101	102	0,5951	0,3714	1,29	210	193	194	0,154	0,3287	0,41	520
34	35	0,4218	0,3606	0,64	265	194	195	0,154	0,3287	0,72	520
35	36	0,4218	0,3606	0,16	265	195	196	0,154	0,3287	1,66	520
36	37	0,4218	0,3606	0,08	265	196	197	0,154	0,3287	2,07	520
37	38	0,4218	0,3606	0,08	265	197	198	0,154	0,3287	0,001	520
38	39	0,4218	0,3606	0,16	265	198	199	0,154	0,3287	0,93	520
39	40	0,4218	0,3606	0,24	265	199	200	0,154	0,3287	0,3	520

0,725

1,45

0,93

0,001

0,971

0,529

0,001

0,32

0,08

0,001

0,001

0,001

0,001

0,24

0,72

0,4

0,56

0,8

0,001

2,088

0,181

0,544

0,81

1,084

0,001

0,16

0,001

0,001

0,16

0,64

0,64

1,512

0,08

0,001

0,24

0,5

520

520

520

520

210

210

210

210

265

265

265

265

265

265

265

265

265

265

265

265

265

265

265

265

265

265

265

520

520

265

265

265

265

265

265

265

0,3287

0,3287

0,3287

0,3287

0,3714

0,3714

0,3714

0,3714

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

0,3606

40	41	0,4218	0,3606	0,72	265	200	201	0,154
41	103	0,5951	0,3714	1,28	210	201	202	0,154
103	104	0,5951	0,3714	0,085	210	202	203	0,154
104	105	0,5951	0,3714	0,085	210	203	204	0,154
105	106	0,5951	0,3714	0,08	265	193	205	0,5951
106	107	0,5951	0,3714	1,128	265	205	206	0,5951
106	108	0,4218	0,3606	0,93	210	197	254	0,5951
41	42	0,4218	0,3606	1,04	265	254	255	0,5951
42	43	0,4218	0,3606	0,48	265	202	256	0,4218
43	44	0,4218	0,3606	0,48	265	256	257	0,4218
44	109	0,4218	0,3606	1,3	265	196	207	0,4218
109	110	0,4218	0,3606	1,674	265	207	208	0,4218
44	45	0,4218	0,3606	0,56	265	208	209	0,4218
45	46	0,4218	0,3606	0,32	265	209	210	0,4218
46	47	0,4218	0,3606	0,24	265	210	211	0,4218
47	48	0,4218	0,3606	0,32	265	211	212	0,4218
48	111	0,4218	0,3606	1,3	265	212	213	0,4218
111	112	0,4218	0,3606	0,24	265	213	214	0,4218
112	113	0,4218	0,3606	0,64	265	214	215	0,4218
113	114	0,4218	0,3606	0,56	265	215	216	0,4218
114	115	0,4218	0,3606	0,24	265	216	217	0,4218
115	116	0,4218	0,3606	0,4	265	217	218	0,4218
116	120	0,4218	0,3606	0,322	265	218	219	0,4218
120	121	0,5951	0,3714	0,6	210	219	220	0,4218
121	122	0,5951	0,3714	0,105	265	220	221	0,4218
116	117	0,4218	0,3606	1,44	265	221	222	0,4218
117	118	0,4218	0,3606	0,252	265	222	223	0,4218
118	119	0,4218	0,3606	0,421	265	223	224	0,4218
113	123	0,4218	0,3606	0,56	265	224	225	0,4218
123	124	0,4218	0,3606	0,275	265	211	226	0,4218
124	125	0,4218	0,3606	0,3	265	226	227	0,4218
123	126	0,4218	0,3606	0,905	265	227	228	0,4218
48	49	0,4218	0,3606	0,4	265	228	229	0,4218
49	50	0,4218	0,3606	0,4	265	211	230	0,4218
50	51	0,4218	0,3606	0,32	265	230	231	0,4218
51	127	0,4218	0,3606	1	265	231	232	0,4218
	1					L	1	1

14	.9
----	----

Окончание	таблицы	Π.	.Б.	8
-----------	---------	----	-----	---

51	52	0,4218	0,3606	0,08	265	Γ	232	233	0,4218	0,3606	0,24
52	53	0,4218	0,3606	0,72	265		233	234	0,4218	0,3606	0,16
53	54	0,4218	0,3606	0,08	265		234	235	0,4218	0,3606	1,2
54	55	0,4218	0,3606	0,4	265	ſ	235	236	0,4218	0,3606	0,08
55	128	0,4218	0,3606	0,32	265		236	237	0,4218	0,3606	0,72
128	129	0,4218	0,3606	0,88	265		237	238	0,4218	0,3606	0,001
55	130	0,5951	0,3714	0,13	210		234	239	0,4218	0,3606	1,34
55	56	0,4218	0,3606	0,72	265		236	240	0,4218	0,3606	1,006
56	57	0,4218	0,3606	0,08	265		240	241	0,4218	0,3606	0,7
57	58	0,4218	0,3606	0,08	265		213	242	0,4218	0,3606	1,2
58	59	0,4218	0,3606	0,64	265		215	243	0,4218	0,3606	1,05
59	60	0,4218	0,3606	0,08	265		243	244	0,4218	0,3606	0,001
60	61	0,4218	0,3606	0,08	265		243	245	0,4218	0,3606	0,24
61	131	0,4218	0,3606	0,75	265		244	246	0,4218	0,3606	1,04
131	132	0,4218	0,3606	0,86	210		218	247	0,4218	0,3606	0,001
61	62	0,4218	0,3606	0,08	265		223	248	0,4218	0,3606	1,049
62	63	0,4218	0,3606	0,08	265		223	249	0,5951	0,3714	2,09
63	64	0,4218	0,3606	0,24	265		249	250	0,5951	0,3714	0,6
64	133	0,4218	0,3606	0,001	265		250	251	0,5951	0,3714	0,4
133	134	0,4218	0,3606	0,65	265	ſ	251	252	0,5951	0,3714	0,1
134	135	0,4218	0,3606	2,04	265		252	253	0,5951	0,3714	0,05
4	65	0,4218	0,3606	0,88	265		1	182	0,154	0,3287	0,001
65	66	0,4218	0,3606	1,84	265		1	136	0,4218	0,3606	0,001
66	67	0,4218	0,3606	0,88	265		1	64	0,4218	0,3606	0,002
67	68	0,4218	0,3606	0,56	265		33	34	0,4218	0,3606	0,72
68	69	0,4218	0,3606	1,2	265		154	238	0,4218	0,3606	0,001
69	70	0,4218	0,3606	3,68	265		188	164	0,4218	0,3606	0,001
70	71	0,4218	0,3606	2,36	265	L				-	
71	72	0,4218	0,3606	7,56	265						
72	73	0,4218	0,3606	3,38	265						
					·						

# ПРИЛОЖЕНИЕ В – Справка о внедрении результатов диссертационного исследования



## CÔNG TY CỔ PHẦN THỦY ĐIỆN GIA LAI 114 Trường chinh – TP. Chu Prong – Tỉnh Gia Lai Tel: 0593.830.013; Fax: 0593.830.013 Email: thuydiengialai@gmail.com; website: www.ghc.vn

## GIẤY CHỨNG NHẬN

Cấp giấy chứng nhận cho Hà Đức Nguyên rằng kết quả đề tài nghiên cứu "Nghiên cứu các phương pháp tối ưu hóa cấu trúc lưới điện phân phối của khu vực đô thị " đã được áp dụng trong Công ty cổ phần Điện lực Gia Lai. Nghiên cứu tính toán dựa trên các thông số của lưới điện khu vực đô thị Chu Prong của Công ty cổ phần Điện lực Gia Lai, Việt Nam. Kết quả đã được sử dụng để tham khảo trong quá trình nghiên cứu và vận hành trên lưới điện khu vực Chu Prong. Phương pháp tái cấu hình dựa trên thuật toán tìm kiếm Chim Cukoo (CSA) với mục tiêu giảm tổn thất công suất tác dụng và nâng cao chất lượng điện áp tại các nút tải là tài liệu hữu ích cho các nhân viên của công ty.

Gia Lai, ngày 15 tháng 04 năm 2019.



Лого ЭАО «Gia Lai» ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО GIA LAI Aдрес: 114 Trường chinh – TP. Chu Prong – Tỉnh Gia Lai Tel: 0593.830.013; Fax: 0593.830.013 Email: thuydiengialai@gmail.com; website: www.ghc.vn

#### СПРАВКА О ВНЕДРЕНИИ

Справка дана Ха Дык Нгуен в том, что в ЭАО «Gia Lai» были внедрены результаты диссертационного исследования "Разработка и оптимизация структуры распределительной сети городского района". Исследование рассчитано на основе параметров распределительной сети городского «Chu Prong» ЭАО «Gia Lai» Вьетнама. Результаты были использованы для обращения по ссылке на процесс исследования эксплуатации И распределительной сети городского района «Chu Prong». Метод оптимизации структуры распределительной сети на основе алгоритма поиска кукушек (CSA) с учетом снижения потерь электроэнергии и повышения качества напряжения В нагрузочных узлах является полезным справочным инструментом для сотрудников компании.

Gia Lai, «15» Апреля 2019г.

#### ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР

Круглая печать. Надпись по кругу: налоговый кодекс: 5900288566 «Gia Lai» Надпись в центре: ЭАО «Gia Lai» Генеральный директор Чинь Винь Тхань

### ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО GIA LAI СПРАВКА О ВНЕДРЕНИИ

Перевод документа с вьетнамского языка на русский язык сделан мной, переводчиком, \_\_\_\_\_ А \_\_ Ле Хоал Ане



000 «ЭГИДА»

Юридический адрес : 420049, РТ, г. Казань, ул.Н. Назарбаева, д.12в, пом.21 Фактический адрес : 420012, РТ, г.Казань, ул.Маяковского, д.30 ИНН 1655196331/ КПП 165501001 р/с 40702810762000006718 ОТДЕЛЕНИЕ "БАНК ТАТАРСТАН" N8610 ПАО СБЕРБАНК г. Казань, к/с 3010181060000000603, БИК 049205603 ; (843) 236-13-25

Россия, РТ, г.Казань, ул. Маяковского, д.30, тел/факс. (843) 236-13-25 E-mail: egidaa@yandex.ru www.egidaa.ru

> Утверждаю Директор ООО «ЭГИДА» к.т.н. Мухаметжанов Р.Н. «<u>30» споле</u> 20/9г.

#### AKT

об использовании результатов диссертационной работы Ха Дык Нгуен на производственном предприятии ООО «ЭГИДА» г. Казани

#### Тема: «Разработка и оптимизация структуры системы электроснабжения городского района»

Настоящим актом удостоверяется, что полученные результаты диссертационной работы Ха Дык Нгуен «Разработка и оптимизация структуры системы электроснабжения городского района» обладает актуальностью и представляет научно-практический интерес. В работе соискателя Ха Дык Нгуен решены актуальные задачи повышения энергетической эффективности системы электроснабжения, выбор конфигурации электрической сети, конструктивного исполнения, выбор номинального напряжения и средств пропускной способности сети.

Работа Ха Дык Нгуен, посвященная исследованиям по совершенствованию и разработки новых методов энергосберегающих технологий была внедрена на нашем предприятии и позволила повысить экономические показатели предприятия.

Результаты диссертационной работы Ха Дык Нгуен, связанные с методами минимизации потерь активной мощности и улучшения показателей качества электроэнергии в сложнозамкнутых распределительных сетях, позволили на предприятии «ЭГИДА» повысить надежность системы электроснабжения и энергоэффективность.

Директор ООО «ЭГИЛА» K.T.H.

/Р.Н. Мухаметжанов/