

На правах рукописи

Mandouh)

Ахмед Мамдух Камалелдин Фаргхали

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕ-НИЯ И ПЛАНИРОВАНИЯ ДЛЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

05.09.05 – Теоретическая электротехника

ΑΒΤΟΡΕΦΕΡΑΤ

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Санкт-Петербург 2022

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» (ФГАОУ ВО «СПбПУ»).

Научный руководитель:	Коровкин Николай Владимирович						
	доктор технических наук, профессор						
01	II D D						
Официальные оппоненты:	Никитин Виктор Валерьевич, доктор технических наук, до-						
	цент, профессор кафедры «Электротехника и теплоэнергетика»						
	Федерального государственного бюджетного образовательного						
	учреждения высшего образования «Петербургский государ-						
	ственный университет путей сообщения Императора Алек-						
	сандра I» (ФГБОУ ВО ПГУПС), г. Санкт-Петербург						
	Беляев Николай Александрович, кандидат технических наук,						
	начальник отдела инвестиционного и перспективного планиро-						
	вания в электроэнергетике Федерального государственного						
	бюджетного учреждения «Российское энергетическое						
	агентство» Минэнерго России (ФГБУ РЭА Минэнерго России),						
	г. Москва						
Ведущая организация:	Акционерное общество «Научно производственное объедине-						
	ние «Стример», г. Санкт-Петербург						

Защита состоится 26 мая 2022 г. в 12:00 часов на заседании диссертационного совета У.05.09.05 при Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» по адресу: 195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29, Главный учебный корпус, ауд. 176.

С диссертацией можно ознакомиться в фундаментальной библиотеке ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» и на сайте <u>http://www.spbstu.ru</u>. Автореферат разослан «____» апреля 2022 г.

Ученый секретарь диссертационного совета У.05.09.05, к.т.н., доцент

Дил Миневич Татьяна Геннадьевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБО ТЫ

Актуальность и степень проработанности темы исследования. В настоящее время потребление электроэнергии в настоящее время увеличивается в связи с быстрым экономическим ростом. Этот экономический рост стимулирует промышленность к использованию более энергоемкого оборудования. Такое увеличение потребления электроэнергии приводит к многочисленным проблемам в электрических сетях, включая увеличение потерь и стоимости электроэнергии из-за роста затрат на топливо, в дополнение к увеличению выбросов парниковых газов и увеличению отклонения напряжения. С другой стороны, доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в сети увеличилась благодаря их многочисленным преимуществам, включая чистую, устойчивую энергию, помощь в снижении потерь электроэнергии и решение некоторых из предыдущих проблем. Однако эти источники имеют непостоянный характер выработки, и их неоптимальная интеграция в электрическую сеть может привести к еще большим проблемам. Поэтому оператор сети сталкивается с большими проблемами в обеспечении потребителей электрической энергией в должном объеме и качестве, избегая при этом аварийных отключений. Поэтому возникает необходимость в корректном планировании работы энергосистемы с подключенной генерацией на базе ВИЭ, а также решить задачу оптимального потокораспределения.

Интеграция распределенной генерации на базе ВИЭ (РГВ) в традиционные энергосистемы обеспечивает множество экономических, технических и экологических преимуществ. Эти преимущества включают в себя: повышение надежности работы энергосистемы, предоставление чистых и устойчивых решений для удовлетворения растущего спроса на электроэнергию, снижение потерь электроэнергии и снижение эксплуатационных расходов в пиковые периоды. Однако неправильное планирование подключения этих источников к существующей сети может вызвать технические и экономические проблемы. Планирование РГВ связано с правильным размещением и определение оптимальной мощности устанавливаемых блоков. В противном случае неправильное планирование приводит к неблагоприятным последствиям, таким как увеличение потерь электроэнергии и отклонение напряжения в узлах сети.

С другой стороны, реактивная мощность имеет решающее значение для работы электрических сетей как с точки зрения надежности, так и с экономической точки зрения. Требования к реактивной мощности постоянно меняются в зависимости от нагрузки и конфигурации системы. Изменение реактивной мощности вызывает колебания напряжения в системе. Любое изменение потребляемой мощности может привести к изменению уровней напряжения и увеличению потерь мощности в системе. Основной задачей оператора энергосистемы является поддержание напряжения в узлах нагрузки в требуемом для потребителей диапазоне с минимальными потерями мощности. Корректное регулирование реактивной мощности может улучшить качество передаваемой электроэнергии, а также снизить потери активной мощности. Напротив, если реактивная мощность распределяется неоптимально, то это принесет большие экономические потери, значительные потери активной мощности и даже может угрожать надежности работы энергосистемы. Эти дополнительные потери мощности приводят к нарушению баланса мощности, падению напряжения и недоотпуску электроэнергии. Для надежной работы любой энергосистемы необходимо минимизировать потери активной мощности. Эта ситуация может быть улучшена оператором путем перераспределения выработки реактивной мощности в системе, сформулировав ее как оптимизационную задачу по оптимальному распределению выработки реактивной мощности (Optimal reactive power dispatch, далее - ORPD) с оптимально установленными блоками РГВ и без них для снижения потерь мощности и отклонения напряжения.

Расчет оптимального потокораспределения (Optimal power flow, далее - OPF) в области эксплуатации и планирования развития современных энергосистем приобретает все большее значение. Классическая задача OPF была основана только с учетом наличия тепловых электростанций, которые потребляют в основном ископаемое топливо. Расчет OPF с наличием ВИЭ является очень сложной задачей из-за его непостоянного характера выработки. Самая

большая проблема, с которой сталкиваются операторы гибридных систем генерации, заключается в том, что ВИЭ не могут быть запланированы таким же образом, как традиционные, из-за их стохастического характера. Кроме того, крупномасштабная интеграция ВИЭ в электросети является очень сложным вопросом для системных операторов, поскольку климатические факторы, такие как солнечное излучение и скорость ветра, вносят большую неопределенность в график работы энергосистемы. В этом контексте выбор правильного подхода к оптимизации для конкретной задачи также является сложной задачей. Кроме того, оптимальное планирование работы генерации посредством оптимального планирования гибридной генерации может эффективно способствовать выполнению различных задач оператора электроэнергетической системы, принося множество преимуществ потребителям, включая режимную надежность, качество производимой энергии, в конечном итоге снижая общие затраты на электроэнергию. Кроме того, оптимальное планирование гибридной системы выработки электроэнергии может эффективно облегчить различные задачи системного оператора, предоставляя потребителям множество преимуществ, включая надежность электроснабжения, качество вырабатываемой энергии, что в конечном итоге снижает общую стоимость электроэнергии.

С другой стороны, одной из проблем эксплуатации является взаимодействие между генерации на базе ВИЭ и трансформаторами с устройствами РПН, которые в основном предназначены для компенсации изменений напряжения, вызванных медленными изменениями нагрузки. Интеграция ВИЭ приводит к быстрым колебаниям напряжения, что приводит к избыточному количеству срабатываний устройств РПН. Увеличение количества операций устройствами РПН увеличивает затраты на техническое обслуживание и ремонт, которые несет сетевая компания, и сокращает срок службы трансформатора. для решения этих задач разработан подход по оптимизации распределения мощности в энергосистеме за заданный интервал времени (в работе -24 часа) (общепринятый английский термин: Dynamic Optimal Power Flow, поэтому далее используется аббревиатура DOPF), интегрированный с ВИЭ, с учетом ежедневного количества операций для трансформаторов с РПН. Разработка новых эффективных алгоритмов и математических моделей для улучшения поведения энергосистемы с ВИЭ, в различных ситуациях является актуальной темой для современной электроэнергетики и соответствует разделу "В рамках научной специальности разрабатываются ... прикладные аспекты интеграции информационных технологий и объектов электротехники, электроэнергетики ...", "паспорт специальности 05.09.05 -Теоретическая электротехника".

Близкой тематикой в России занимались Н.И.Воропай, П.А.Бутырин, В.З. Манусов, П.В. Матренин, С.Е. Кокин, А.В. Паздерин, В.А.Камаев, М.В. Щербаков, Т.Н. Яковкина, Е.А Волошин, В.А. Баринов, В.А. Строев, Ф.А. Иванов, С.В. Смоловика, а также зарубежные ученые: М.А. Abido, А.М. Imran, K.Chen, H. Singh, P. Nallagownden, I. Elamvazuthi, J. Radosavljevic, J. Qian, J. Zhang, P.P. Biswas, P.N. Suganthan, E. Kaymaz, S. Duman, B. Liu, J. Li, T. Niknam, и другие исследователи.

Цель работы. Целью работы является разработка и исследование методов оптимального управления и планирования развития энергосистем с ВИЭ и без них. Целью найти оптимальный режим управления и планирования энергосистемы является минимизация эксплуатационных затрат, выбросов газа, потерь активной мощности, отклонений напряжения.

Для достижения поставленной цели решались следующие научные задачи:

- 1. Модифицированный алгоритм оптимизации роя частиц (PSO) был разработан для решения многих проблем планирования и управления.
- 2. Были предложены новые варианты веса инерции и коэффициента ускорения для улучшения однокритериального PSO и многокритериального PSO (MOPSO).
- 3. Предложен улучшенный алгоритм PSO для определения оптимального местоположения и мощности блоков РГВ. Основной задачей является минимизация потерь активной мощности системы при соблюдении нескольких эксплуатационных ограничений.
- 4. Разработаны постановка задачи и решение для одно- и многокритериальной задачи ORPD в энергосистемах без ВИЭ для снижения потерь и улучшения профиля напряжения.

- 5. Была использована функция теории нечетких множеств была использована для поиска наилучшего компромиссного решения среди имеющихся Парето-оптимальных решений.
- 6. Был разработан метод решения задачи ORPD, основанный на определении оптимального места установки и мощности одного или нескольких блоков ВИЭ одновременно для минимизации потерь электроэнергии и отклонения напряжения.
- 7. В отсутствие ВИЭ проблема ОРF была выражена в виде однокритериальных и многокритериальных функций. Целью решения задачи ОРF является снижение затрат на топливо, потерь мощности, выбросов и улучшение профилей напряжения. Когда задача OPF решена, многие экономические, технические и экологические преимущества обеспечиваются за счет улучшения предыдущих целевых функций.
- 8. Разработан метод решения задачи OPF для одно- и многокритериальных постановок задачи для гибридной энергосистемы, состоящей из тепловых электростанций и стохастически заданных ветряных и солнечных электростанций. Кроме того, чтобы смоделировать неопределенный характер работы ВИЭ, были использованы функции плотности вероятности (PDF) Вейбулла и логнормальной для прогнозирования выработки мощности ВИЭ.
- 9. Метод DOPF с учетом ВИЭ разработан с ограничениями на ежедневное количество операций устройств РПН. Эксплуатационные расходы, в том числе (затраты на топливо и затраты на потери мощности), потери мощности, ежедневное количество операций переключения отпаек РПН являются рассматриваемыми целевыми функциями.

Научная новизна работы и теоретическая значимость работы заключаются в том, что:

- 1. Улучшенный алгоритм PSO разработан для решения многих проблем планирования и эксплуатации энергосистем. Для улучшения работы PSO и MOPSO был предложен новый вариант веса инерции и коэффициента ускорения.
- 2. Разработан новый способ решения задачи ORPD с добавлением ВИЭ. В рамках этого подхода были определены оптимальное местоположение и мощность нескольких установок ВИЭ на основе ORPD. Это позволяет значительно снизить потери мощности в сети, чего нельзя достичь, используя другие методы решения задачи ORPD.
- 3. Предлагается новая формулировка и метод решения задачи OPF, учитывающий стохастический характер выработки ветряными и солнечными электростанциями. Более того, формулируется новая целевая функция для минимизации суммарных затрат на генерацию, которая учитывает затраты на топливо для тепловых электростанций, в дополнение к прямым затратам, резервным затратам на переоценку и штрафным затратам на недооценку плановой мощности от неопределенных ВИЭ.
- 4. разработан подход оптимизации распределения мощности в энергосистеме за заданный интервал времени (в работе -24 часа) (общепринятый английский термин: Dynamic Optimal Power Flow, поэтому далее используется аббревиатура DOPF), интегрированный с ВИЭ, с учетом ежедневного количества операций для трансформаторов с РПН. Впервые в подходе DOPF было учтено практическое ограничение, такое как максимально допустимое количество операций в день для устройств РПН.
- 5. Впервые в модели DOPF минимизация ежедневного количества операций для устройств РПН была принята в качестве целевой функции для увеличения срока службы трансформаторов, снижения затрат на техническое обслуживание, амортизацию и эксплуатационные расходы.

Практическая значимость работы состоит в том, что ее результаты могут быть интегрированы в систему оператора, ведущего режим сети, для определения оптимальных значений всех переменных управления энергосистемой при наличии и отсутствии ВИЭ, что обеспечивает оптимальную работу сети с технической и экономической точек зрения. Кроме того, результаты полученной работы могут быть использованы оператором энергосистемы при планировании развития энергосистем для включения в нее генерации на базе ВИЭ. Предложенный алгоритм оптимальной эксплуатации и планирования энергосистем является важным

вычислительным инструментом эффективной и безопасной эксплуатации энергосистемы, который может быть использован в учебном процессе.

Методология и методы исследования. Основные методы исследования, использованные в работе: математическое и компьютерное моделирование, статистический анализ, одно- и многокритериальная ограниченная нелинейная стохастическая оптимизация, алгоритм роя частиц (PSO) и генетический алгоритм (GA). Для решения поставленных задач применялся программный пакет MATLAB (версия R2018b). Модуль MATPOWER версии 7.0b1 использовался для расчёта электрического режима сети.

Основные положения, выносимые на защиту:

- 1. Модификации алгоритма PSO для решения многих задач оптимизации работы современных энергосистем. Сравнение результатов, полученных с помощью улучшенного PSO, с GA и другими алгоритмами, представленными в новой литературе.
- 2. Планирование развития кольцевой и радиальной электрической сети на основе оптимального местоположения и мощности РГВ для снижения потерь мощности и улучшения профиля напряжения. Отсутствие качественного планирования для подобных видов генерации при их интеграции в сеть может привести ко многим проблемам, таким как увеличение потерь мощности в дополнение к нарушению ограничений работы сети. Сравнение результатов, когда блоки на базе РГВ вырабатывают как активную, так и реактивную мощность, и когда блоки РГВ генерируют только активную мощность.
- 3. Новый метод исследования проблемы ORPD, с четом интеграции блоков на базе PГВ. Результаты показывают, что недавно разработанный подход ORPD с интеграцией PГВ способен обеспечить большие уровни мощности, передаваемые во внешнюю сеть, не нарушая при этом ограничения сети. Более того, это позволяет значительно снизить потери мощности системы, чего нельзя достичь, используя другие методы решения задачи ORPD.
- 4. Новый подход к решению одно- и многокритериальных задач OPF для гибридной энергосистемы, состоящей из традиционной тепловой и стохастической ветряной и солнечной генерации. Для учета непостоянного характера выработки ВИЭ, для прогнозирования мощности ветряной и солнечной генерации использовались распределения Вейбулла и логнормальное. Для минимизации общей стоимости генерации и снижения риска, связанного с неопределенностью ВИЭ, формулируется новая целевая функция, включающая стоимость топлива для тепловых генераторов, в дополнение к прямым затратам, резервным затратам на переоценку ВИЭ. Оптимальное планирование гибридного производства электроэнергии, которое принесло много преимуществ потребителям, включая режимную надежность, качество производимой электроэнергии.
- 5. Подход DOPF с учетом ВИЭ разработан с ограничениями на ежедневное количество операций устройств РПН. Эксплуатационные издержки, в том числе (затраты на топливо и затраты на потери мощности), потери мощности, ежедневное количество операций устройств РПН являются рассматриваемыми целевыми функциями.
- 6. Минимизация суточного количества переключений отпаек РПН для увеличения срока службы трансформаторов, снижения затрат на техническое обслуживание, амортизацию и эксплуатационные расходы.

Степень достоверности результатов подтверждена результатами вычислительных тестов на нескольких схемах; выполнение расчетов в высококачественном программном обеспечении Matlab, проверенном многолетней практикой успешных расчетов. Обоснованность предложенных алгоритмов и методов подтверждается сравнением результатов с другими методами, описанными в литературе.

Апробация результатов работы. Основные положения диссертации обсуждались и докладывались на научных семинарах в ФГАОУ ВО «СПбПУ», на международной научной электроэнергетической конференции «International Scientific Electric Power Conference (ISEPC-2019)», (Санкт-Петербург, 23–24 мая 2019), на конференции молодых исследователей в области электротехники и электроники «2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (2021 ElConRus)», (Санкт-Петербург, 26–29 января 2021), на международной научной электроэнергетической конференции «International Scientific Electric Power Conference (ISEPC-2021)», (Санкт-Петербург, 17–19 мая 2021), и на международной конференции по электротехническим комплексам и системам «International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS 2021)», (Уфа, 16–19 ноябрь 2021).

Публикации. По результатам данной исследовательской работы опубликовано двенадцать научных работ, в том числе три статьи в изданиях, рекомендованных ВАК РФ; девять статей опубликованы в международных журналах и на конференциях, проиндексированы в международных базах абстрактного цитирования Scopus и Web of Science.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы и содержит 192 страницу основного текста, 111 рисунков, 59 таблиц и список использованной литературы из 159 наименований

Основное содержание работы

Во введении обоснована актуальность работы, представлена цель работы, научная новизна, теоретическое и практическое значение работы, ее методы, и основные положения, выносимые на защиту

В главе 1 представлены модификации алгоритма оптимизации роя частиц (PSO), который будет использоваться для решения многих проблем эксплуатации электрических сетей. Для улучшения однокритериального и многокритериального PSO (MOPSO) был предложен новый вариант веса инерции и коэффициента ускорения. Также представлена постановка задач OPF и ORPD и их важная роль в области эксплуатации и планирования развития энергосистем.

PSO является одним из современных эвристических алгоритмов и обладает большим потенциалом для решения сложных задач оптимизации. PSO имеет несколько ключевых преимуществ перед другими существующими методами оптимизации, такими как: простота, скорость сходимости и надежность; Это алгоритм без производных, в отличие от многих традиционных методов; PSO легко реализовать в компьютерных симуляторах, используя основные математические и логические операции. Для улучшения качества решения и увеличения разнообразия оригинального алгоритма PSO был представлен PSO, основанный на новых двух вариантах, называемых 'хаотический изменяющийся во времени вес инерции' и 'нелинейные изменяющиеся во времени коэффициенты ускорения' (CPSO-NTVAC). B первом варианте логистическая карта использовалась для управления весом инерции, чтобы увеличить разнообразие роя и улучшить поисковые характеристики алгоритма PSO путем выхода из локального экстремума. Хаотическая карта считается очень полезной во многих реальных задачах оптимизации. К основным свойствам хаотической карты относятся эргодичность, неповторяемость и нерегулярность. Поэтому для настройки веса инерции была использована логистическая карта. Логистическая карта, используемая в данной диссертации, описывается как:

$$Z_{k} = \begin{cases} rand & For \ k = 1 \\ \psi Z_{k-1}(1 - Z_{k-1}) & For \ k > 1 \end{cases}$$
(1)

где ψ - управляющая переменная. Когда ψ = 4, логистическая карта полностью хаотична, и хаотическая переменная Z_k , генерируемая в это время, обладает лучшей эргодичностью.

Математически хаотическая инерция определяется следующим образом:

$$w_k = (w_{\max} - w_{\min}) * \left(\frac{k_{\max} - k}{k_{\max}}\right) + w_{\min} * Z_k$$

$$\tag{2}$$

где w_{max} и w_{min} — начальное и конечное значения инерции. k_{max} и k — максимальное количество итераций и текущий номер итерации.

Во втором варианте для настройки когнитивного компонента c_1 и социального компонента c_2 применялись нелинейные переменные во времени коэффициенты ускорения (NTVAC). Предлагаемый подход эффективно уравновешивает возможности глобального поиска и локального поиска. Стратегию настройки NTVAC можно математически представить в виде следующей формы.

$$c_1(k) = -(c_{final} - c_{initial}) * \left(\frac{k}{k_{max}}\right)^2 + c_{final}$$
(3)

$$c_2(k) = c_{initial} * \left(1 - \frac{k}{k_{\text{max}}}\right)^2 + c_{final} * \left(\frac{k}{k_{\text{max}}}\right)$$
(4)

*C*_{initial} И *C*_{final} - ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ КОНСТАНТЫ

Многокритериальная версия PSO с новыми вариантами, называемая (MOCPSO-NTVAC), направлена на решение задач многокритериальной оптимизации, где более чем одна целевая функция будет одновременно рассматриваться как конкурирующие цели. Предложенный алгоритм предоставляет лицу, принимающему решение, несколько решений проблемы за один запуск решения задачи. Недоминируемые решения в полном пространстве поиска называются Парето-оптимальными решениями.

Теория нечетких множеств была реализована для извлечения наилучшего компромиссного решения из фронта Парето для лиц, принимающих решения. Значение функции принадлежности (μ_{Fi}^{k}) *i*-й цели для *k*-го недоминируемого решения вычисляется следующим образом:

$$\mu_{F_{i}}^{k} = \begin{cases} 1 & F_{i}^{k} \leq F_{i}^{\min} \\ \frac{F_{i}^{\max} - F_{i}^{k}}{F_{i}^{\max} - F_{i}^{\min}} & F_{i}^{\min} < F_{i}^{k} < F_{i}^{\max} \\ 0 & F_{i}^{k} \geq F_{i}^{\max} \end{cases}$$
(5)

 F_i^k — значение целевой функции *i*-й задачи для *k*-го недоминируемого решения. F_i^{\max} и F_i^{\min} — максимальное и минимальное значения *i*-й целевой функции среди всех недоминируемых решений. После вычисления функции принадлежности μ_{Fi} нормализованная функция принадлежности μ^k для каждого недоминируемого решения рассчитывается как:

$$\mu^{k} = \frac{\sum_{i=1}^{Nobj} \mu_{Fi}^{k}}{\sum_{k=1}^{M} \sum_{i=1}^{Nobj} \mu_{Fi}^{k}}$$
(6)

где *Nobj* — число целевых функций, *М* — общее число недоминируемых решений.

В главе 2 предлагается алгоритм CPSO-NTVAC для определения оптимального местоположения и мощности нескольких блоков РГВ для интергации в сеть. Было исследовано влияние установки генерации на базер РГВ на работу энергосистемы и такие параметры, как напряжение, потери активной и реактивной мощности. Предложенная методика была протестирована на тестовых схемах IEEE: IEEE14, IEEE30, IEEE57, IEEE33, IEEE69 с изменением количества установок РГВ от 1 до 4.

Размещение распределенной генерации на базе ВИЭ может предоставить множество технических и экологических преимуществ для традиционных энергосистем. Эти преимущества включают: повышение надежности работы энергосистемы, обеспечение экологичного электроснабжения быстрорастущих мощностей нагрузки, снижение потерь мощности и более эффективное регулирование напряжения. Однако установка распределенной генерации может

вызвать негативные последствия, если их мощность и местоположение не определены должным образом. Поэтому необходимо подобрать оптимальное местоположение и мощность установок, чтобы избежать этих негативных эффектов.

Основной задачей в данной главе является минимизация общих потерь активной мощности (Active power loss, Ploss) системы при соблюдении нескольких эксплуатационных ограничений.

$$\operatorname{Min Ploss} = \sum_{k=1}^{NTL} G_k \left(V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \delta_{ij} \right)$$
(7)

где G_k – активная проводимость ветви k, соединяющей узел i с узлом j, V_i и V_j - напряжения i и j узла соответственно соответственно, δ_{ij} - разность фазовых углов напряжения между узлом i и узлом j. *NTL*- количество ЛЭП.

Для тестовой схемы IEEE14 Ploss снижается на 72,19 % при добавлении в систему одного блока РГВ и на 77,15 % при добавлении в систему четырех блоков РГВ. Кроме того, потери реактивной мощности уменьшились (Reactive power loss, далее- Qloss) уменьшился с 73,5 MBAp до 19,94 MBAp с одним блоком РГВ, а с 4 блоками РГВ Qloss уменьшился до 14,30 MBAp.

Для тестовой схемы IEEE 30 в таблице 1 показаны результаты моделирования, полученные для этой системы. Снижение Ploss составляет 45,97 % и 71,5 % за счет интеграции 1 и 4 блоков PГВ соответственно. Кроме того, при добавлении в сеть одного блока PГВ отклонение напряжения (Voltage deviation, далее - VD) уменьшилось с 1,1484 до 1,0669 о.е., а при добавлении 4 блоков PГВ VD уменьшилось до 0,589 о.е. На рис. 1 показана минимизация Ploss при изменении количества блоков PГВ, добавленных в сеть. Рис. 2 иллюстрирует характеристики сходимости Ploss с интеграцией PГВ в сеть.

Таблица 1. Результаты после применения нескольких РГВ для схемы IEEE 30										
Параметр	1 установка	2 уста	новка	3 установка			4 установка			
Узел установки	6	7	24	7	21	30	7	19	24	30
Мощность установки (МВт)	94	58.89	27.09	46.79	34.01	13.22	44.92	18.89	20.49	12.06
Ploss снижение %	45.97	56.52		64.88		71.5				
Qloss снижение %	33.17	50	.94	59.85			63.67			
VD (0.e)	1.0669	0.8	701		0.7045 0.5890					





Рис 1. Зависимость Ploss от количества установок РГВ для IEEE30.

Рис 2. Характеристики сходимости CPSO-NTVAC для IEEE30.

В шине IEEE 57 результаты показывают, что при интеграции 1 и 4 блоков РГВ Ploss уменьшился на 42,92 % и 57,91 % соответственно. Кроме того, процентное снижение Qloss составляет 39,85% и 54,4% соответственно.

Для тестовой схемы IEEE 33 возможны два случая, в случае 1 блоки РГВ способны выдавать в сеть только активную мощность. Оптимальное размещение 1 блока РГВ в сети способствует снижению Ploss на 48,701 % и снижает VD с 1,7009 до 0,8296 о.е. При одновременном размещении 2 РГВ снижается Ploss на 57,61 % и уменьшается VD до 0,6471 о.е, а при одновременном размещении 4 установок снижается Ploss на 67,47 % и уменьшается VD до 0,5356 о.е. В случае 2, установки РГВ могут выдавать как активную, так и реактивную мощность в сеть. Оптимальное местоположение и мощность установок РГВ, Ploss и VD показаны в табл. 2. На рис. 3,4 показано улучшение профиля напряжения по сравнению с количеством блоков РГВ для случая 1,2. Из этих рисунков видно, что профиль напряжения в случае 2 улучшился больше, чем в случае 1. На рис. 5 сравнивается снижение потерь мощности с увеличением количества блоков РГВ для случаев 1 и 2.

Тестовая схема IEEE 69 представляет собой крупную распределительную сеть. В случае 3 блоки РГВ способны выдавать в сеть только активную мощность. Оптимальное размещение 1 способствует снижению Ploss на 63,01 % и снижает VD с 1,8369 до 0,8724 о.е. При одновременном размещении 4 блоков снижается Ploss на 69,81% и уменьшается VD до 0,4448 ри. В случае 4, блоки РГВ могут обеспечивать выдачц как активной, так и реактивной мощности в сеть. Результаты для этого случая показывают, что Ploss уменьшился до 89,7%, 96,79%, 98,1% при интеграции 1,2, и 3 блоков РГВ. Кроме того, при добавлении в сеть 1 установки VD уменьшилась с 1,8369 о.е. до 0,5868 о.е., а при добавлении 4 единиц VD уменьшилась до 0,0518 о.е. На рис. 6 сравнивается снижение потерь мощности с увеличением количества блоков РГВ для случаев 3 и 4. На рис. 7,8 показано улучшение профиля напряжения по сравнению с количеством блоков РГВ для случая 3,4.

Таблица 2. Результаты после установки нескольких блоков для схемы IEEE 33 для случая 2											
Параметр	1 блок	2 б.	лока		3 блока			4 блока			
Узел установки	6	13	30	14	24	30	7	14	24	30	
Мощность установки (кВт)	2544.7	839.4	1140.4	747.5	1078.3	1048.6	795.1	582.6	966.1	787.2	
Мощность установки (кВАр)	1750.2	395.6	1065.7	350.1	521.3	1021.0	380.4	271.0	469.5	893.9	
Ploss снижение %	69.72	85.94		94.26			96.83				
Qloss снижение %	64.2	8	4.9	92.83			95.73				
VD (0.e)	0.4777	0.1	886		0.1205		0.0579				









Рис 4. Уровень напряжения для IEEE33 для случая 2.



Рис 6. Уменьшение Ploss для IEEE 69 для случая 3,4



Рис 7. Уровень напряжения для IEEE 69 для случая 3.

Рис 8. Уровень напряжения для IEEE 69 для случая 4.

В главе 3 представлены постановка и процедура решения одно- и многокритериальной задачи ORPD в энергосистемах с ВИЭ и без них. Целевыми функциями в задаче ORPD являются минимизация потерь активной мощности и отклонений напряжения в нагрузочных узлах электрической сети. Они сначала задаются отдельными целевыми функциями, а затем оптимизируются одновременно как многокритериальные функции. для решения задачи ORPD применяется одно- и многоверсионный алгоритм CPSO-NTVAC. Теория нечетких множеств используется для получения наилучшего компромиссного решения (BCS) из имеющегося фронта Парето. Наконец, была решена задача ORPD, одновременно определяя оптимальное местоположение и мощность блоков на базе ВИЭ для минимизации Ploss и отклонения напряжения в узлах энергосистемы.

Решение проблемы ORPD является очень важной задачей, решение которой помогает в достижении стабильной и надежной работы электроэнергетических систем. Цель решения задачи ORPD состоит в том, чтобы определить оптимальную настройку управляющих переменных сетки. Эти управляющие переменные включают: напряжения генераторов, положения отпаек трансформаторов РПН и величину БСК. Одной из основных целевых функций ORPD является минимизация Ploss в линиях электропередачи, что может быть выражено уравнением (7). Также вводится минимизация VD для обеспечения надежности работы электроэнергетической системы. Это направлено на уменьшение отклонения напряжения сети от заданного значения, которое можно выразить следующим образом:

Min VD =
$$\sum_{i=1}^{NLB} |V_i - 1.0|$$
 (8)

Сначала задача ORPD решается в однокритериальной постановке. Предложенный подход протестирован на тестовых системах IEEE 30 и IEEE 57 без ВИЭ. Для IEEE 30 потери мощности были уменьшены с помощью метода CPSO-NTVAC и GA. В случае 1 снижение Ploss, полученное с помощью метода CPSO-NTVAC, составляет 22,01% по сравнению с исходным случаем. в то время как снижение Ploss, полученное с помощью GA, составляет 21,03%. На рис. 9 показана кривая сходимости Ploss для предложенного алгоритма и GA. Из этого рисунка видно, что предложенный алгоритм имеет лучшие характеристики сходимости, чем алгоритм GA. В случае 2 целевой функцией является минимизация VD для улучшения профиля напряжения в системе. Предложенный метод CPSO-NTVAC позволил уменьшить VD на 92,25% по сравнению с исходным решением, в то время как снижение VD, полученное с помощью GA, составляет 90,33 %. Характеристики сходимости VD, полученные с помощью CPSO-NTVAC и GA, показаны на рисунке 10. Профиль напряжения в узлах до и после оптимизации показан на рис. 11. Из этого рисунка видно, что напряжение становится близким к 1 о.е, что повышает безопасность сети и улучшает качество электроэнергии.

В случае 3 Ploss, полученный с помощью CPSO-NTVAC и GA, уменьшается с 27,86 MBт до 23,36 MBт, 24,21 MBт для схемы IEEE 57. На рис. 12 показана кривая сходимости Ploss для этого случая. В случае 4 целью является минимизация VD. Предложенный метод CPSO-NTVAC позволил уменьшить VD на 49,73% по сравнению с исходным решением. в то время как снижение VD, полученное GA, составляет 39,48%.



Во-вторых, задача ORPD решается в многокритериальной постановке. Для тестовой схемы IEEE 30, в случае 5, Ploss и VD были минимизированы одновременно. На рис. 13 показан фронт Парето для алгоритмов MOCPSO-NTVAC и Многоцелевой генетический алгоритм (MOGA). В таблице 3 показаны результаты лучших значений Ploss, VD и BCS.

В случае 6 Ploss и VD были минимизированы одновременно для схемы IEEE57. В таблице 3 показаны результаты лучших значений Ploss и VD и BCS. На рис. 14 показан фронт Парето для алгоритмов MOCPSO-NTVAC и MOGA. Можно заметить, что результаты практически идентичны решениям в однокритериальной постановке. Очевидно, что результаты предложенного подхода практически идентичны результатам индивидуальной оптимизации. Можно сделать вывод, что предложенный подход способен находить более эффективные и не уступающие решения. Близкое соответствие между результатами ясно показывает способность предложенного подхода рассматривать задачи многокритериальной оптимизации как наилучшее решение каждой целевой функции вместе с контролируемым набором недоминируемых решений, которые могут быть получены за одну итерацию расчета. Кроме того, результаты, полученные MOCPSO-NTVAC, лучше, чем результаты, полученные MOGA.

Таблица 3. результаты моделирования для случая 5,6.										
	(Случай 5 (1	EEE 30)		Случай 6 (IEEE 57)					
Цели	MOCPSO	-NTVAC	MOGA		MOCPSO-NTVAC		MOGA			
	Ploss	VD	Ploss	VD	Ploss	VD	Ploss	VD		
Мин Ploss (MBт)	4.5884	1.5300	4.6381	1.0815	23.5962	1.3226	23.9316	1.1791		
Мин VD (o.e.)	5.4236	0.1171	5.2692	0.1588	24.8246	0.8161	24.9268	0.9332		
Компромиссное решение (BCS)	4.7316	0.4622	4.7445	0.4897	23.9865	0.9582	24.0778	1.0816		





Рис 14. Фронт Парето для IEEE 57 для случая 6

В последнем разделе главы 3 была решена задача ORPD, одновременно определяя оптимальное местоположение и мощность блоков на базе ВИЭ для минимизации потерь мощности и отклонения напряжения. Целью этого раздела является исследование метода учета наличия установок РГВ в задаче ORPD для изучения эффекта вклада РГВ в минимизацию Ploss, VD и повышение эффективности работы системы. В случае 7 методы CPSO-NTVAC и GA использовались для одновременного получения управляющих переменных сети, а также оптимального местоположения и мощности генерации на базе ВИЭ для тестовой схемы IEEE 30. При подключении к сети 1, 2 и 3 блоков снижение Ploss составило 69,063%, 74,57%, 80,2% соответственно. Кроме того, потери реактивной мощности (Qloss) были снижены на 50,1%, 53,95% и 75,5% соответственно. Согласно полученным результатам, при решении задачи ORPD с добавлением 3 установок РГВ, Ploss снизился очень значительно на 80,2%, по сравнению с 22,01% при решении задачи ORPD без добавочной генерации. В случае 8 в качестве целевой функции рассматривалась минимизация отклонения напряжения (VD) в узлах нагрузки. При добавлении в сеть 1, 2 и 3 блоков РГВ снижение VD составляет 94,279%, 94,91%, 95% соответственно. Снижение VD при выборе соответствующего места установки и мощности было намного лучше по сравнению с отсутствием блоков РГВ, где снижение VD при наличии трех блоков РГВ составило 95%, а при отсутствии блоков РГВ 92,25%.

В случае 9, потери мощности и отклонение напряжения были минимизированы одновременно с помощью методов MCOPSO-NTVAC и MOGA для решения задачи ORPD с добавленными в сеть блоками РГВ. На рисунках 15,16 показан фронт Парето с добавлением одного блока и двух блоков. В таблице 4 показаны оптимальные решения, полученные с помощью метода MOCPSO-NTVAC. Из результатов видно, что в сценарии, когда 3 блока интегрированы в сеть, минимальное значение Ploss составляет 1,3329, а наименьшее VD - 0,0823 о.е., а компромисс, полученный с помощью теории нечеткости, составляет 1,4091 МВт для Ploss и 0,2580 о.е для VD.

Таблица 4. оптимальные результаты, полученные с помощью MOCPSO-NTVAC с РГВ для случая 9											
		1 блок I	РГВ		2 блок PI	ГВ		3 блок РІ	В		
Цели	Мин Ploss	Мин VD	Компромисс	Мин Ploss	Мин VD	Компромисс	Мин Ploss	Мин VD	Компромисс		
Узел установки/ мощность (МВт)	6/104.9	6/106.5	6/103.32	7/68.63 24/28.72	7/87.46 24/16.56	7/68.32 24/25.10	7/56.54 19/21.10 24/20.73	7/64.03 19/15.38 24/20.45	7/59.07 19/19.43 24/20.58		
Ploss (MBT)	1.812	2.4146	2.1096	1.6048	2.1746	1.8236	1.3329	1.5311	1.4091		
VD (o.e)	2.109	0.0924	0.2443	1.3620	0.0986	0.1287	0.7754	0.0823	0.2580		



В главе 4 представлены новая постановка и решение задачи OPF со стохастически обусловленной ветровой и солнечной фотоэлектрической генерацией и без нее. Во-первых, задача OPF в отсутствие ВИЭ решается как в однокритериальной, так и в многокритериальной постановке. Рассматриваются такие целевые функции, как минимизация стоимости топлива, потерь активной мощности, выбросов газа и отклонения напряжения. Наиболее распространенной целевой функцией в OPF является базовая стоимость топлива. Стоимость топлива для тепловой электростанции часто описывается квадратичной функцией.

$$C_{Th0}(P_{ThG}) = \sum_{i=1}^{NThG} a_i + b_i P_{ThG,i} + c_i P_{ThG,i}^2$$
(9)

где $C_{Th0}(P_{ThG})$ представляет базовую стоимость топлива, a_i , b_i , и c_i - коэффициенты затрат *i*го генератора, производящего выходную мощность $P_{ThG,i}$. *NThG* - общее количество генераторов. Чтобы обеспечить более точное моделирование функций стоимости топлива, были включены эффекты загрузки клапана.

$$C_{Th}(P_{ThG}) = \sum_{i=1}^{NThG} a_i + b_i P_{ThG,i} + c_i P_{ThG,i}^2 + \left| e_i \times \sin\left(d_i \times (P_{ThG,i}^{\min} - P_{ThG,i})\right) \right|$$
(10)

где d_i и e_i — коэффициенты, представляющие эффект нагрузки точки клапана.

В настоящее время одной из основных целей сетевых операторов является улучшение экологических показателей электрических сетей путем сокращения выбросов парниковых газов. Общий выброс газа в тоннах в час выражается как:

$$E = \sum_{i=1}^{NInG} \left(\alpha_i + \beta_i P_{ThG,i} + \gamma_i P_{ThG,i}^2 \right) \times 0.01 + \mu_i \exp\left(\omega_i P_{ThG,i} \right)$$
(11)

Где α_i , β_i , γ_i , μ_i , and ω_i - коэффициенты выбросов, соответствующие *i*-му генератору. Кроме того, в этой главе рассматриваются потери мощности и отклонение напряжения в качестве целевых функций.

Задача ОРГ первоначально решается в однокритериальной постановке. Целевые функции оптимизируются по отдельности с помощью алгоритмов CPSO-NTVAC и GA. Результаты CPSO-NTVAC сравнивались с GA, а также с другими алгоритмами, упомянутыми в предыдущей литературе. В тестовой схме IEEE 30 имеется 24 управляющих переменных для решения задачи OPF, а именно: 5 активных мощностей генератора, 6 напряжений на шинах генератора, 4 номеров отпаек РПН и 9 значений выработки устройств компенсации реактивной мощности. Изначальное значение затрат на топливо составляет 901,852 \$/ч. Значение затрат на топливо после оптимизации с использованием CPSO-NTVAC и GA составляет 800,397 \$/ч и 801,467 \$/ч соответственно. Таким образом, экономия затрат на топливо, полученная CPSO-NTVAC и GA, составляет 11,25%,11,13%. В то время как минимальная стоимость топлива с учетом эффекта загрузки клапана составляет 823,85 \$/ч по CPSO-NTVAC. В этом случае стоимость топлива увеличилась с 800,397 \$/ч до 823,85 \$/ч из-за учета эффекта точки клапана. Также, результаты показывают, что выбросы сократились благодаря CPSO-NTVAC с 0.2391 т/ч (базовый вариант) до 0.204804 т/ч по CPSO-NTVAC, т.е. на 14,344%. Кроме того, Ploss, полученные с помощью предложенного алгоритма, снизились до 2,8292 MBt, что является наименьшим значением по сравнению с 3,1191 MBt, полученными с помощью GA. Таким образом, снижение потерь мощности составляет 51,11 %, 46,1 %. С другой стороны, для повышения надежности и устойчивости работы системы отклонение напряжения было улучшено с 1,1484 о.е. до 0,0878 о.е. по CPSO-NTVAC, а 0,1085 о.е. с помощью GA, т.е. 92,35 % и 90,55 %. В диссертацию включены все переменные управления сетью, полученные алгоритмами для всех случаев.

Также была решена задача OPF для тестовой схемы IEEE 57. Эта система имеет 33 управляющие переменные, которые включают 7 вырабатываемых генераторами мощностей, 6 напряжений на шинах генератора, 17 номеров отпаек РПН трансформатора и 3 значений выработки устройств компенсации реактивной мощности. В этой системе после оптимизации затраты на топливо снизилась с 51348,21 \$/ч до 41679,3 \$/ч по CPSO-NTVAC и 41709,7 \$/ч по GA. Таким образом, снижение стоимости топлива составляет 18,83 %, 18,77 %. Также, выбросы газа снижены с 2,4129 т/ч (базовый вариант) до 0,9548 т/ч с CPSO-NTVAC и 1,0426 т/ч с GA, т.е. на 60,42%, 56.8%. Также, снижены потери активной мощности с 27,864 МВт до 9,9713 МВт с CPSO-NTVAC и 10,8821 МВт с GA. Экономия в Ploss составляет 64,21% и 60,95 % соответственно. В то время как снижение VD составляет 53,92 % с помощью CPSO-NTVAC и 48,36 % с помощью GA. На рисунке 17 показан профиль напряжения.

В этой главе также решалась задача OPF в многокритериальной постановке без ВИЭ. Две или три целевых функции были оптимизированы одновременно с помощью алгоритма MOCPSO-NTVAC и результаты сравниваются с MOGA и другими алгоритмами, упомянутыми в предыдущей литературе. Оптимальные решения отдельных целевых функций и лучшие компромиссные решения, полученные с помощью MOCPSO-NTVAC, приведены в таблице 5 для схемы IEEE 30. В случае А потери активной мощности и затраты на топливо были минимизированы одновременно. Две целевых функции, а именно затраты на топливо и отклонение напряжения, одновременно оптимизируются в случае В. Три целевых функции, включая затраты на топливо, выбросы и потери активной мощности, одновременно оптимизируются в случае С. Фронт Парето для всех случаев показан на рисунках 18-20.

Для тестовой схемы IEEE 57 потери активной мощности и затраты на топливо были минимизированы одновременно в случае D. В случае E, выбросы и затраты на топливо выбраны для оптимизации одновременно. В случае F, три целевых функции, включая затраты на топливо, отклонение напряжения и потери активной мощности, оптимизируются одновременно. Оптимальные решения отдельных целевых функций и лучшие компромиссные решения, полученные с помощью MOCPSO-NTVAC, перечислены в таблице 6. На рисунках 21,22 показан фронт Парето для случаев D,F.

Таблица 5. Результаты моделирования для многокритериальной ОРF для схемы IEEE 30										
		Случай	í A		Случаї	í B		Слу	чай С	
Цели	Мин затраты	Мин Ploss	компромисс	Мин затраты	Мин VD	Компромисс	Мин затраты	Мин выбросы	Мин Ploss	компромисс
Стоимость топлива (\$/ч)	800.439	955.875	832.853	800.892	811.088	803.088	800.58	940.10	944.08	856.27
выбросы (т/ч)	0.3644	0.2078	0.2487	0.3708	0.3437	0.3633	0.3686	0.2064	0.2083	0.2301
Ploss (MBT)	8.1542	3.0625	5.2365	9.2392	9.4917	9.5921	8.8105	3.4847	3.4196	4.5686
VD (o.e.)	0.9094	1.6802	1.1559	0.3521	0.1142	0.1407	0.9045	0.6397	0.5839	0.8378

Таблица 6. Результаты моделирования для многокритериальной ОРF для схемы IEEE 57

	-		-							
	Случай D				Случай Е	2	Случай F			
Цели	Мин	Мин	Компромисс	Мин	Мин	Компромисс	Мин	Мин	Мин	Компромисс
	затраты	Ploss	компромнее	затраты	выбросы	компромнее	затраты	Ploss	VD	компромнее
Стоимость топлива (\$/ч)	41720.57	43487.13	42042.49	41720.27	45123.08	42405.79	41779.82	42973.49	43686.81	42133.05
выбросы (т/ч)	1.3781	1.2248	1.2478	1.3421	0.9635	1.0802	1.3979	1.2560	1.5484	1.3065
Ploss(MBT)	16.0661	10.9734	12.2813	15.8389	14.2078	14.0011	17.5684	13.3204	18.3867	14.544
VD (o.e.)	0.9697	1.0003	1.0769	1.0697	1.1711	1.3111	0.9453	0.9946	0.7143	0.7790







Рис 18. Фронт Парето для схемы IEEE 30 для случая А





Рис 19. Фронт Парето для схемы IEEE 30 для случая В



• MOCPSO-NTVAC 1.2 MOGA VD (0.e.) 1 0.8 0.6 4.4 22 20 Затраты (\$/4) $imes 10^4$ 18 16 Ploss (MBT) 14 4.2 12

Рис 21. Фронт Парето для схемы IEEE 57 для случая D

Рис 22. Фронт Парето для схемы IEEE 57 для случая F

Также в этой главе предлагается подход к решению одно- и многокритериальных задач OPF, объединяющих стохастическую ветровую и солнечную генерацию с традиционной тепловой. Для прогнозирования мощности ветра и солнечной энергии используются функции плотности вероятности Вейбулла и логнормальные функции плотности вероятности (PDF) соответственно.

Самой большой проблемой при интеграции в сеть ветряных и солнечных фотоэлектрической энергии является их непостоянный характер выработки мощности. Обычно ветряные или солнечные электростанции принадлежат частным операторам. Из-за неопределенности вырабатываемой мощности от ВИЭ, иногда выходная мощность может быть больше запланированной, что приводит к недооценке доступного количества. Оператор сети несет штрафные расходы, так как избыточная мощность пропадает впустую, если не используется. Напротив, переоценка - это сценарий, когда генерируемая мощность меньше запланированной. Чтобы удовлетворить спрос на электроэнергию, оператору энергосистемы необходимо поддерживать горячий вращающийся резерв, что увеличивает эксплуатационные расходы системы. Поэтому основная целевая функция минимизации общей стоимости генерации системы формулируется как затраты на топливо для традиционных электрогенераторов, в дополнение к прямым затратам, резервным затратам на недооценку ВИЭ. Эта целевая функция формулируется как.

$$F_{1} = C_{Th}(P_{ThG}) + \sum_{j=1}^{N_{WG}} \left[C_{dW,j}(P_{Ws,j}) + C_{RW,j}(P_{Ws,j} - P_{Wav,j}) + C_{PW,j}(P_{Wav,j} - P_{Ws,j}) \right] + \sum_{k=1}^{N_{SG}} \left[C_{dS,k}(P_{Ss,k}) + C_{RS,k}(P_{Ss,k} - P_{Sav,k}) + C_{PS,k}(P_{Sav,k} - P_{Ss,k}) \right]$$
(12)

где N_{WG} и N_{SG} - количество ветрогенераторов и генераторов солнечной энергии в сети. $C_{Th}(P_{ThG})$ обозначает стоимость производства для тепловых электростанций. $C_{dW,j}(.)$, $C_{RW,j}(.)$, и $C_{PW,j}(.)$ обозначают, соответственно, прямую, переоценку и недооценку стоимости ветровой энер-

чая С

гии. $C_{dS,k}(.)$, $C_{RS,k}(.)$, и $C_{PS,k}(.)$ обозначают, соответственно, прямые затраты, резервные затраты изза переоценки солнечного излучения, штрафные расходы из-за недооценки солнечного излучения. Прямые затраты, связанные с ветровой энергией от *j* электростанции, можно смоделировать следующим образом

$$C_{dW,j}(P_{Ws,j}) = d_{W,j} P_{Ws,j}$$
(13)

где $d_{W,j}$ and $P_{Ws,j}$ представляют коэффициент прямых затрат и запланированную мощность ветряной генерации, связанную с *j* ветроэлектростанцией, соответственно. Точно так же прямые затраты на солнечную электростанцию *k* определяются так:

$$C_{dS,k}(P_{Ss,k}) = d_{S,k} P_{Ss,k}$$

$$\tag{14}$$

где $d_{S,k}$ and $P_{SS,k}$ - коэффициент прямых затрат и запланированная солнечная энергия от фотоэлектрической электростанции k соответственно. Резервная затраты j ветряной электростанции определяется как:

$$C_{RW,j}(P_{Ws,j} - P_{Wav,j}) = R_{W,j}(P_{Ws,j} - P_{Wav,j})$$

= $R_{W,j} \int_{0}^{P_{Ws,j}} (P_{Ws,j} - P_{W,j}) f_{W}(P_{W,j}) dP_{W,j}$ (15)

где $R_{W,j}$ - коэффициент затрат на резерв, относящийся к *j*-й ветряной электростанции, $P_{Wav,j}$ - фактическая доступная мощность *j*-й станции. $f(P_{W,j})$ - функция плотности вероятности мощности генерации *j*-й станции. Затраты на штраф можно выразить следующим образом:

$$C_{PW,j}(P_{Wav,j} - P_{Ws,j}) = p_{w,j}(P_{Wav,j} - P_{Ws,j})$$

= $p_{w,j} \int_{P_{Ws,j}}^{P_{Wr,j}} (P_{W,j} - P_{Ws,j}) f_W(P_{W,j}) dP_{W,j}$ (16)

где $p_{W,j}$ - коэффициент штрафных затрат для *j*-й ветряной электростанции, $P_{Wr,j}$ - номинальная мощность *j*-й ветряной электростанции. Резервная стоимость для переоценки k-й солнечной установки составляет:

$$C_{RS,k}(P_{Ss,k} - P_{Sav,k}) = R_{S,k}(P_{Ss,k} - P_{Sav,k})$$

= $R_{S,k} f_{S}(P_{Sav,k} < P_{Ss,k}) \cdot \left[P_{Ss,k} - E(P_{Sav,k} < P_{Ss,k}) \right]$ (17)

где $R_{S,k}$ -коэффициент резервной стоимости для k-й солнечной электростанции, $P_{Sav,k}$ - фактическая мощность той же станции. $f_s(P_{Sav,k} < P_{Ss,k})$ - вероятность возникновения дефицита солнечной мощности, превышающего запланированную мощность $P_{Ss,k}$. $E(P_{Sav,k} < P_{Ss,k})$ - ожидаемая мощность k-й солнечной электростанции ниже $P_{Ss,k}$.

Штрафная стоимость за недооценку k-й солнечной станции составляет:

$$C_{PS,k}(P_{Sav,k} - P_{Ss,k}) = p_{S,k}(P_{Sav,k} - P_{Ss,k})$$

= $p_{S,k} f_S(P_{Sav,k} > P_{Ss,k}) \cdot \left[E(P_{Sav,k} > P_{Ss,k}) - P_{Ss,k} \right]$ (18)

где, $p_{S,k}$ - коэффициент штрафных затрат для *k*-й солнечной электростанции. $f_S(P_{Sav,k} > P_{Ss,k})$ вероятность избытка солнечной энергии по сравнению с запланированной мощностью $P_{Ss,k}$. $E(P_{Sav,k} > P_{Ss,k})$ - ожидаемая мощность солнечной фотоэлектрической системы выше $P_{Ss,k}$.

Углеродный налог взимается в некоторых странах пропорционально объему выбросов парниковых газов. во второй целевой функции стоимость выбросов добавляется к уравнению 12 для исследовать влияние налога на выбросы углерода на планирование генерации.

$$F_2 = F_1 + C_{tax} E \tag{19}$$

*C*_{tax} представляет собой налог на выбросы углерода на единицу количества парниковых газов, Е - выбросы газа. Кроме того, в этом разделе рассматриваются выбросы газа, потери мощности и отклонение напряжения в качестве целевых показателей

Тестовая схема IEEE30 была модифицирована для размещения ветряных и солнечных электростанций. В данном исследовании используются две ветряные электростанции и солнечная фотоэлектрическая установка. Первый ветропарк состоит из 25 ветряных турбин, а второй - из 20 ветряных турбин. Номинальная мощность каждой турбины составляет 3 МВт. На рис. 23 и 24 показаны функция распределения вероятности Вейбулла и частотное распределение скорости ветра, которые были получены после моделирования 9000 испытаний с помощью метода Монте-Карло. На рис. 25 показано частотное распределение и логнормальное распределение вероятности для солнечного излучения. На рис. 26,27 показано изменение стоимости ветровой энергии по сравнению с плановой мощностью. плановая доступная мощность для двух ветровых электростанций варьируется от нуля до номинальной мощности. Общие затраты представляют собой сумму прямых, резервных и штрафных затрат соответствующей плановой мощности. Существует линейная зависимость между прямыми затратами и запланированной мощностью. Когда плановая мощность от ВИЭ увеличивается, требуются большие вращающиеся резервы, что увеличивает стоимость резерва и, следовательно, стоимость генерации увеличивается. Стоимость штрафа снижается меньшими темпами с увеличением запланированной мощности от ВИЭ. Рис. 28 иллюстрирует изменение стоимости выработки солнечной энергии по сравнению с запланированной мощностью. Важно отметить, что общая стоимость производства солнечной энергии не увеличивается равномерно. Графики затрат для этого тематического исследования показывают, что когда плановая мощность от солнечного генератора установлена на уровне 20 МВт, достигается минимальная стоимость.



Рис 23. Распределение скорости ветра для ветряной электростанции 1



Рис 25. Распределение солнечного излучения для солнечной электростанции м²



Рис 24. Распределение скорости ветра для ветряной электростанции 2



Рис 26. изменение стоимости ветровой энергии по сравнению с плановой мощностью для ветряной электростанции 1





Рис 27. изменение стоимости ветровой энергии по сравнению с плановой мощностью для ветряной электростанции 2

Рис28. Зависимость стоимости солнечной энергии от плановой мощности

Были выполнены две модификации тестовой системы IEEE 30. В модификации (1) схема IEEE30 была изменена путем добавления двух ветряных электростанций в узлы 7 и 21 соответственно и добавления солнечной электростанции в узел 30. Результаты для этой системы показывают, что минимальная стоимость генерации (F1), достигнутая с помощью методов CPSO-NTVAC и GA, составляет 766,8219 \$/ч и 768,5717 \$/ч соответственно. Суммарные затраты на генерацию снизились с 823,8549 \$/ч (т.е. без ВИЭ) до 766,8219 \$/ч, т.е. около 57 \$/ч. Очевидно, что внедрение ВИЭ способствует снижению общей стоимости генерации по сравнению с исходной конфигурацией системы (т. е. без ВИЭ). В то время как минимальная стоимость генерации (F2), которая включает налог на выбросы углерода, полученный с помощью алгоритма CPSO-NTVAC, составляет 772,33 \$/ч, что является самым низким значением по сравнению с 774,58 \$/ч, достигнутым используя алгоритм GA. В этом случае мы замечаем увеличение общей стоимости генерации (F2) по сравнению с F1 из-за добавления стоимости налога на выбросы углерода. В другом случае снижение Ploss, полученное с помощью CPSO-NTVAC, составляет 83,54% по сравнению с базовым случаем. Таким образом, при интеграции ВИЭ снижение Ploss увеличилось с 51,11 % (без ВИЭ) до 83,54 %. Кроме того, результаты показывают, что выбросы газа были снижены с помощью метода CPSO-NTVAC с 0,2391 т/ч (базовый случай) до 0,1981 т/ч, т.е. на 17,15%. Также, VD после оптимизации с помощью CPSO-NTVAC составляет 0,0748 о.е., а с GA - 0,0841 о.е. Поэтому снижение VD с помощью CPSO-NTVAC и GA составляет 93,5 %, 92,68 %. Профиль напряжения в узлах до и после оптимизации показан на рис. 29.

В модификации (2) исходная тестовая схема IEEE 30 была изменена путем замены трех традиционных тепловых электростанций на ВИЭ. Ветряная электростанция подключена в узлы 5 и 11, а солнечная фотоэлектрическая установка подключена в узел 13. Результаты моделирования для тестовой системы 2 представлены в таблице 7. В таблице 7 показано сравнение наилучшей целевой функции, полученной с помощью метода CPSO-NTVAC для трех вариантов схемы IEEE 30. Эти варианты представляют собой тестовую схему без ВИЭ, модификацию (1) и модификацию (2). Из этого сравнения можно отметить, что при наличии генерации на базе ВИЭ в узлах 7, 21 и 30, как видно из главы 3, они давали наилучшие результаты. Это показывает важность выбора оптимального места для установок ВИЭ при их интеграции в сети.

Таблица 7. сравнение целевых функций, полученных методом CPSO-NTVAC для трех вариантов тестовой схемы										
Вариант схемы	Мин Суммарные затра-	Мин Dlogg (МРт)	Мин Выбрасы	Мин Отклонение напряже-						
	ТЫ	FIOSS (IVIDT)	выоросы	ния						
Тестовая схема без ВИЭ	823.8549	2.8292	0.204804	0.0878						
Модификация 1	766.8219	1.0102	0.1981	0.0748						
Модификация 2	779.7624	1.4416	0.0906	0.0935						

Из обзора литературы видно, что имеется много работ, посвященных решению многокритериальной задачи OPF только с тепловыми электростанциями. Но редко встречалос решение задачи OPF в многокриатериальной постановке при наличии ветряных и солнечных электростанций. Поэтому в заключительном разделе главы 4 подход MOCPSO-NTVAC используется для решения многокритериальной проблемы OPF для гибридной энергосистемы.

Результаты, полученные с помощью метода MOCPSO-NTVAC, сравнивались с методом MOGA. Для модификации (1), в случае 1, общая стоимость генерации и потери мощности были минимизированы одновременно. Компромиссное значение для суммарных затрат и потерь мощности с помощью метода MOCPSO-NTVAC составляет 867,0317 \$/ч и 1,9228 МВт. Минимальные значения для суммарных затрат и Ploss, полученные методом MOCPSO-NTVAC, составляют 775,027 \$/ч и 1,0601 MBт. Компромиссное значение, полученное с помощью метода МОGA для общих затрат и Ploss, составляет 875,24\$/ч и 1,797 МВт. В случае 2, общая стоимость генерации и выбросы были минимизированы одновременно. Компромиссные значения, полученные MOCPSO-NTVAC, составляют 836,164 \$/ч, 0,2151 тонны/ч. Минимальные значения для общих затрат и выбросов, полученные MOCPSO-NTVAC, составляют 775,006 \$/ч и 0,1982 тонны/ч. В случае 3 одновременно оптимизируются три целевых функции, включая суммарные затраты, выбросы и потери активной мощности. Набор компромиссных значений, рассчитанный используя метод MOCPSO-NTVAC, включает в себя 868,97 \$/ч для суммарных затрат, 0,2098 т/ч для выбросов и 2,097 МВт для потерь мощности. Самые низкие значения, полученные MOCPSO-NTVAC, составляют 781,39 \$/ч, 0,1982 т/ч и 1,115 МВт соответственно. Все результаты и переменные управления сетью представлены в диссертации. На рисунках 30-32 показан фронт Парето, полученный MOCPSO-NTVAC для случаев.



Для модификации (2), в случае 4, суммарные затраты и потери мощности были минимизированы одновременно. Компромиссные значения, полученные с помощью метода MOCPSO-NTVAC, составляют 861,56 \$/ч и 2,105 MBт. Наименьшие значения, полученные этим же методом, составляют 782,699 \$/ч и 1,553 MBт. Компромиссные значения, полученные используя метод MOGA, составляет 809,2913 \$/ч и 3,887 MBт. В случае 5, суммарные затраты и выбросы минимизируются с помозью методов MOCPSO-NTVAC и MOGA. Компромиссные значения для MOCPSO-NTVAC составляют 843,71 \$/ч, 0,0983 т/ч. С помощью метода MOCPSO-NTVAC были получил наилучшие значения, которые составляют 782,65 \$/ч и 0,09055 т/ч. В случае 6 одновременно оптимизируются три целевые функции, включая суммарные затраты, выбросы и потери активной мощности. Компромиссные значения, рассчитанные используя метод MOCPSO-NTVAC, включают 870,7029 \$/ч, 0,0924 т/ч и 1,9569 MBт. Самые низкие значения, полученные этим же методом, составляют 782,4447 \$/ч, 0,0906 т/ч и 1,7015 MBт, соответственно. Компромиссные значения, рассчитанные с помощью метода MOCPSO-NTVAC, включает 863,5883 \$/ч для суммарных затрат, 0,0919 т/ч для выбросов и 2,1524 MBT для потерь мощности. Все результаты и переменные управления сетью представлены в



диссертации. На рисунках 33,34 показан фронт Парето, полученный MOCPSO-NTVAC для случаев 5,6.

Глава 5 направлена на разработку модели DOPF с учетом наличия в энергосистеме ветряных и солнечных электростанций, а также на учет ограничений количества операций устройств РПН.

Интеграция генерации на базе ВИЭ, таких как ветровая и солнечная энергия, в традиционные энергетические системы дает многочисленные технические и экологические преимущества. Однако некорректная эксплуатация электрических сетей с ВИЭ может привести к высоким издержкам и повышенным потерям мощности и колебаниям напряжения в узлах сети. Для решения этих проблем предложена постановка задачи DOPF с интеграцией ВИЭ в сеть. Учитывается максимально допустимое количество операций в сутки для устройств РПН на силовых трансформаторах. В течение 24 часов целевыми функциями были минимизация общих эксплуатационных расходов, включая затраты на топливо и стоимость потерь мощности, минимизация потерь мощности, а также минимизация ежедневного количества переключений для устройств РПН. Целевые функции были минимизированы за счет взаимного изменения управляющих переменных энергосистемы, такими как вырабатываемая мощность генераторов, напряжение на шинах генераторов, номер отпайки РПН и реактивная мощность батарей статических конденсаторов, при соблюдении различных эксплуатационных ограничений в системе. Общие эксплуатационные расходы могут быть выражены как:

$$F_{1} = \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{NG} a_{i} + b_{i} P_{Gi,t} + c_{i} P_{Gi,t}^{2} + \left| d_{i} \times \sin\left(e_{i} \times \left(P_{Gi}^{\min} - P_{Gi,t}\right)\right) \right| + \sum_{t=1}^{T} B_{t} * \sum_{k=1}^{NTL} G_{k} \left[V_{i,t}^{2} + V_{j,t}^{2} - 2V_{i,t} V_{j,t} \cos(\delta_{i,t} - \delta_{j,t}) \right]$$
(20)

где B_t - коэффициент затрат на потерю мощности в каждом периоде. С точки зрения ремонта и технического обслуживания, а также экономических затрат, необходимо ограничить максимальное число переключений устройств РПН. Таким образом, их количество операций должно быть учтено в процедуре оптимизации. Значит, минимизация ежедневных переключений отпаек РПН может рассматриваться как целевая функция. Эта цель математически формулируется:

$$F_{2} = \sum_{i=1}^{NTa} \sum_{t=1}^{T} \left| Tap_{i}^{t} - Tap_{i}^{t-1} \right|$$
(21)

 Tap_i^t — положение отпайки і-го трансформатора с РПН в час t. *T*- количество временных интервалов. *NTa* - количество трансформаторов с РПН.

Предложенная модель суточной оптимизации была протестирована на модифицированной тестовой схеме IEEE 30. В этой системе две ветряные электростанции подключены в узлы 7,21, а солнечная установка подключена в узел 30. На рисунке 35 показан суточный профиль активной мощности для ВИЭ.

Сценарий 1: Нагрузка меняется в течение дня без управления сетью и без ВИЭ

Начальное моделирование проводится для того, чтобы увидеть поведение системы при отсутствии регулирования напряжения в узлах сети. Для этого все управляющие переменные считаются постоянными, номера отпаек РПН установлены на единицу, а мощность батарей статических конденсаторов - на ноль. Также предполагается, что ВИЭ не подключены к системе.

1.15

1.1

1.05

0.95

0.9

0.85

0.8

1

Напряжение (о.е.)

Ежедневные значения напряжения в узлах показаны на Рис 36. Следует обратить вниание на то, что каждая отдельная линия на рисунке представляет собой величину напряжения для каждого часа. Из рисунка видно, что проблемы с пониженным напряжением возникают в разное время суток. Общие эксплуатационные расходы составляют 27106,91 \$, стоимость потерь мощности — 2144,77 \$, а сами потери мощности — 200,0582 МВт за весь день.





допустимое

Рис 35 Суточный профиль активной мощности для ВИЭ.

Рис 36. Ежедневные значения напряжения в узлах при отсутствии контроля

25

30

Сценарий 2: Модель DOPF используется для минимизации целевых функций, учитывающих количество операций устройства РПН с интеграцией ВИЭ.

Случай 1: Минимизация суммарных эксплуатационных затрат с учетом интеграции ВИЭ

На рис. 37 сравниваются эксплуатационные издержки с интеграцией ВИЭ и без оной, а также с базовым сценарием для каждого часа. На Рис 38 показана активная мощность выработки тепловых электростанций, прогнозируемый спрос на нагрузку и прогнозируемая мощность выработки генерации на базе ВИЭ. Когда выходная мощность от ВИЭ и нагрузки сильно колеблется, выходная мощность генератора G1 явно меняется, как показано на Рис 39. Причина в том, что операционные затраты генератора G1 относительно низкие. Чтобы минимизировать общие эксплуатационные издержки, G1 используется в качестве основного регулируемого устройства. Например, в период t = 8-12 активная мощность G1 изменяется от 86,59 МВт до 134,8 МВт. Для генераторов G2-G13 с более высокими эксплуатационными издержками, их выработка изменяется незначительно и колеблется около минимума, как правило, для экономической эффективности. В момент времени t = 7 нагрузка достигает минимального значения $P_D^{min} = 241,11$ MBt. В момент времени t = 20 нагрузка системы достигает максимума $P_D^{max} = 396,48$ MBT. Суточная стоимость генерации составляет 14610,717\$, а суточная стоимость потерь в сети - 1404,741\$. Ежедневные общие эксплуатационные издержки при наличии ВИЭ составляют 16015,458 \$. Таким образом, при подключении ВИЭ к сети ежедневные общие эксплуатационные расходы снижаются с 27106,906 \$ (без ВИЭ) до 16015,458 \$. Следовательно, снижение затрат на 40,92%. На рисунке 40 показан профиль напряжения для минимального и максимального значения напряжения в каждый час, где можно отметить, что напряжение в узлах стало в допустимым. Ежедневное количество операций устройств РПН: Тар₁= 20, Тар₂=20, Тар₃=19, Тар₄=17. Эти результаты показывают, что максимальное суточное количество переключений для всех трансформаторов находится в допустимых пределах.



Рис 37. Ежедневные эксплуатационные издержки с ВИЭ и без

Рис 38. Активная мощность выработки тепловых электростанций, прогнозируемый спрос на нагрузку и прогнозируемая мощность от ВИЭ.

Максимальное значение напряжения

Минимальное значение напряжения



Рис 39. Активная мощность выработки тепловых электростанций в каждый час с ВИЭ



симального значения напряжения в каждый час

Случай 2: Минимизация потерь мощности с учетом интеграции ВИЭ

Целевой функцией в данном случае является минимизация суммарных потерь активной мощности при наличии ВИЭ в энергосистеме. В данном случае потери мощности были снижены с 200,058 МВт (сценарий 1) до 58,944 МВт за весь день. Это снижение составляет 70,53%. На рис. 41 сравниваются потери мощности за каждый час при наличии ВИЭ и при отсутствии ВИЭ с базовым сценарием (сценарий 1). Из этого рисунка видно, что потери мошности значительно снижаются каждый час при наличии ВИЭ при соблюдении ограничений на работу сети.

Случай 3: Минимизация ежедневного количества операций устройств РПН при наличии ВИЭ

Впервые в модели DOPF при наличии ВИЭ применена минимизация суточных переключений устройств РПН. Без учета ограничений на количество переключений за весь день количество переключений для РПН равно 85. Количество коммутационных операций после оптимизации за весь день составляет 34, т.е. процентное снижение количества коммутационных операций устройств РПН составляет 60 %. На Рис 42 показано ежедневное положение отпаек (Тар) трансформаторов с РПН.



Рис 41. Сравнение суточных потерь мощности с ВИЭ и без ВИЭ



Рис 42. Оптимальные положения отпаек устройств РПН с ВИЭ

Заключение

Эта диссертация охватывает некоторые проблемы современных оптимизации в энергосистемах и применение алгоритмов оптимизации роя частиц (PSO) для решения этих проблем.

1.15

1.1

.05

- 1. Улучшенный алгоритм PSO был применен для решения многих задач эксплуатации и планирования развития современных энергосистем. Для улучшения PSO и MOPSO были предложены новые варианты веса инерции и коэффициента ускорения.
- 2. Оптимальное местоположение и мощность блоков РГВ были получены с помощью предложенного алгоритма при соблюдении технических ограничений работы системы. Также было исследовано влияние установки блоков РГВ на работу энергосистемы и такие параметры, как напряжение, потери активной и реактивной мощности. Результаты показывают, что, когда блоки способны вырабатывать как активную, так и реактивную мощность, отклонение напряжения и потери мощности значительно снижаются по сравнению с тем, когда вырабатывается только активная мощность.
- 3. Задача ORPD была сформулирована как одно- и многокритериальная задача оптимизации без использования генерации на базе ВИЭ. Целевыми функциями в задаче ORPD являются минимизация потерь активной мощности и отклонения напряжения. Сначала они оптимизировались независимо друг одновременно. ОТ друга, затем Олно-И многокритериальная постановки PSO были успешно применены для решения задачи ORPD. продемонстрировали Полученные результаты эффективность И последовательность предложенного алгоритма в нахождении оптимальных решений задач ORPD путем нахождения оптимальных управляющих переменных в электросети по сравнению с существующими в литературе методами оптимизации.
- 4. Теория нечетких множеств была применена для поиска наилучшего компромиссного решения из имеющегося фронта Парето для лиц, принимающих решения.
- 5. Задача ORPD была решена при одновременном определении оптимального местоположения и мощности одного или нескольких блоков РГВ. Исследовалось влияние ввода блоков РГВ на задачу ORPD для снижения потерь активной мощности, уменьшения отклонения напряжения и повышения эффективности работы системы. Впервые этот подход внес уникальный вклад в исследование задачи ORPD, совмещенной с задачей оптимального размещения блоков РГВ. Результаты показывают, что недавно разработанный подход ORPD с интеграцией РГВ способен обеспечить выдачу относительно большого количества мощности в сеть, не нарушая при этом работы сети. Более того, это позволяет значительно снизить потери мощности системы, чего нельзя достичь, используя другие методы решения задачи ORPD.
- 6. Задача ОРF формулируется в одно- и многокритериальной постановке в отсутствие ВИЭ. Решение задачи ОРF направлено на снижение затрат на топливо, потерь мощности, выбросов и улучшение профиля напряжения. В данном исследовании рассматриваются два различных типа функций затрат на топливо, а именно классическая квадратичная функция и квадратичная функция, включающая эффекты загрузки клапана для более точного моделирования. Таким образом, при решении задачи OPF многие экономические, технические и экологические преимущества обеспечиваются за счет улучшения предыдущих целевых функций.
- 7. Предложена новая формулировка и подход к решению задач ОРF в одно- и многокритериальной постановке для гибридной энергосистемы, состоящей из тепловых и стохастически обусловленных ветряных и солнечных электростанций. Неопределенность работы ВИЭ моделировалась с помощью различных функций плотности вероятности (PDF). Оптимизировались: суммарные затраты на генерацию, потери мощности, отклонение напряжения и выбросы газа. Для минимизации суммарных затрат и снижения риска, связанного с неопределенностью выработки ВИЭ, формулируется новая целевая функция, включающая стоимость топлива тепловых генераторов, в дополнение к прямым затратам, резервным затратам на переоценку и штрафным затратам на недооценку ВИЭ. Изменение оптимальных затрат на генерацию изучается при изменении нескольких управляющих переменных, таких как плановая мощность от ВИЭ и параметры PDF.

- 8. Подход DOPF, с учетом ВИЭ, был разработан с учетом ежедневного количества операций устройств РПН силовых трансфоматоров. Впервые в подходе DOPF было принято во внимание такое практическое ограничение, как максимально допустимое количество операций в день для устройств РПН.
- 9. Целевые функции в подходе DOPF заключались в минимизации общих эксплуатационных затрат, включая (затраты на топливо и затраты на потери мощности), минимизация потерь мощности, кроме того, минимизации ежедневного количества операций переключения отпаек РПН.
- 10. Впервые в модели DOPF минимизация ежедневного количества операций устройств РПН была принята в качестве цели увеличения срока службы трансформаторов, снижения затрат на техническое обслуживание, амортизацию и эксплуатационные расходы.

Основные публикации автора по теме диссертации

- 1. Мамдух Ахмед, Мохамед Осман, Н. В. Коровкин. Оптимальное распределение реактивной мощности в энергосистемах с возобновляемыми источниками энергии с использованием многоцелевого алгоритма роя частиц // Материаловедение. Энергетика. 2021. Т. 27, № 1. С. 5–20 (ВАК).
- 2. Мамдух К. Ахмед, М.Н. Осман, Н.В. Коровкин. Оптимизация расположения и мощности возобновляемых распределенных источников энергии с использованием модифицированного метода роя частиц// Электричество, №12, С. 15-27, 2021 (ВАК).
- 3. Mamdouh K. A., A. A. Shehata, and N. V Korovkin. "Multi-objective voltage control and reactive power optimization based on multi-objective particle swarm algorithm", in IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2019, vol. 643, no. 1, p. 12089. (Scopus)
- Mamdouh K. Ahmed, Mohamed H. Osman, Ahmed A. Shehata, N. V. Korovkin. " A Solution of Optimal Power Flow Problem in Power System Based on Multi Objective Particle Swarm Algorithm" 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus). IEEE, 2021. (Scopus)
- Mohamed H. Osman, Mamdouh K. Ahmed, Ahmed Refaat, and Nikolay V. Korovkin. "A Comparative Study of MPPT for PV System Based on Modified Perturbation & Observation Method" 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus). IEEE, 2021. (Scopus)
- 6. A. A. Shehata and M. K. Ahmed, "State estimation accuracy enhancement for optimal power system steady state modes". in IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2019, vol. 643, no.1, p. 12049. (Scopus)
- A. A. Shehata, Ahmed Refaat, Mamdouh K. Ahmed, and Nikolay V. Korovkin. "Optimal placement and sizing of FACTS devices based on Autonomous Groups Particle Swarm Optimization technique". Archives of Electrical Engineering 70, no. 1 (2021). (Scopus)
- 8. Mamdouh K. Ahmed, M. H. Osman, and N. V. Korovkin. "OPF Solution Based on improved PSO algorithm considering stochastic solar and wind power". In 2021 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS), November, pp. 549-554. IEEE,2021. (Scopus)
- M. H. Osman, M. A. Elseify, Mamdouh K. Ahmed, Nikolay V. Korovkin, and Ahmed Refaat. "Maximum Power Point Tracking for Grid-tied PV System Using Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System". In 2021 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS), pp. 534-540. IEEE, 2021. (Scopus)
- 10. M. H. Osman, M. A. Elseify, M. K. Ahmed, N. V. Korovkin and A. Refaat. "Highly Efficient MPP Tracker based on Adaptive Neuro-fuzzy Inference System for Stand-Alone Photovoltaic Generator

System". International Journal of Renewable Energy Research (IJRER) 12 (1), (2022), pp. 208-217 (Scopus, Web of Science).

- 11. Mamdouh K. Ahmed and M. H. Osman "Single and multi-objective optimal power flow of power system incorporating renewable energy sources". International Scientific Electric Power Conference (ISEPC-2021). (Впечати).
- 12. Mamdouh K. Ahmed, M. H. Osman, N. V. Korovkin. Multiobjective Optimization of Power Flow Distribution in EPS with RES under Minimum Number of Transformer's On-Load Tap Changing // Электричество.(Впечати, Accepted in the issue No 4, 2022) (**BAK**).