

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого  
Президента России Б.Н. Ельцина»

*На правах рукописи*



**ГУБИН ПАВЕЛ ЮРЬЕВИЧ**

**ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТОВ  
ГЕНЕРИРУЮЩЕГО И СЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ  
ЭНЕРГОСИСТЕМ С УЧЁТОМ  
ИХ БАЛАНСОВОЙ НАДЁЖНОСТИ**

2.4.3. Электроэнергетика

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание учёной степени

кандидата технических наук

Екатеринбург – 2022

**Работа выполнена** на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина».

Научный  
руководитель: доктор технических наук, профессор  
**Обоскалов Владислав Петрович**

Официальные  
оппоненты: **Герасименко Алексей Алексеевич,**  
доктор технических наук, профессор, ФГАОУ ВО  
«Сибирский федеральный университет», г. Красноярск,  
профессор кафедры «Электроэнергетика»

**Тимашев Святослав Анатольевич,**  
доктор технических наук, профессор, ФГБУН Научно-  
инженерный центр "Надёжность и ресурс больших систем и  
машин" Уральского отделения Российской академии наук, г.  
Екатеринбург, главный научный сотрудник, научный  
руководитель

**Бык Феликс Леонидович,**  
кандидат технических наук, доцент, ФГБОУ ВО  
«Новосибирский государственный технический  
университет», г. Новосибирск, доцент кафедры  
«Автоматизированные электроэнергетические системы»

Защита состоится 13 декабря 2022 года в 14:00 ч на заседании диссертационного совета УрФУ 2.4.10.26 по адресу: 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, д. 19, ауд. И-420 (зал Ученого совета).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина», по адресу: <https://dissovet2.urfu.ru/mod/data/view.php?d=12&rid=4020>

Автореферат разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Самойленко Владислав Олегович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность работы

Одной из ключевых особенностей электроэнергетических систем (ЭЭС) является неразрывность процессов выработки, передачи и потребления электроэнергии, а также невозможность её накопления в объёмах достаточных для покрытия нагрузки в масштабах энергосистемы. Недостаточная генерация в ЭЭС приводит к экономическому ущербу от снижения частоты тока в сети, а по мере увеличения дефицита мощности – к развитию лавинообразных процессов, ограничению потребления и, наконец, в качестве крайней меры – к делению сети на подсистемы.

В связи с этим остается актуальной задача обеспечения балансовой надёжности (БН) ЭЭС – способности системы в каждый момент времени в полной мере обеспечить спрос потребителей на электроэнергию и мощность регламентированного качества.

Одной из задач БН является выбор величины и распределения резервов мощности между ЭЭС в составе территориальных объединений (ОЭС), а также единой энергосистемы России (ЕЭС). Одним из основных факторов, определяющим величину резерва мощности, является элемент случайности состава работающего генерирующего и сетевого оборудования, вносимый аварийными, внеплановыми и плановыми ремонтами оборудования ЭЭС. При решении этой задачи и расчёте показателей БН ЭЭС наименее формализованной расчётной процедурой является учёт плана капитальных, средних и текущих ремонтов, в силу существующей практики его разработки – графики технического обслуживания формируются в результате процесса согласования ремонтных заявок. При этом, хотя критерием при планировании и является максимально допустимая надёжность функционирования ЭЭС, поток этих заявок зависит как от общих, практикой установленных тенденций (сезонность ремонтной компании, эвристические методы учёта БН при планировании), так и от большого числа неопределённых событий: изменений возможностей ремонтной базы, внеплановых и аварийных заявок на проведение ремонта и др.

Задача планирования ремонтов в силу своей значимости решается давно, но сегодня ей уделяется особое внимание. Подтверждением тому служит включение в ведомственный проект Министерства Энергетики РФ «Единая техническая политика – надёжность электроснабжения» пунктов 2.3 и 2.4, посвящённых внедрению системы планирования ремонтов на основе предиктивной аналитики и совершенствованию системы формирования годовых графиков ремонтов на уровне ЕЭС. В документе отмечается, что планирование ремонтов по состоянию оборудования является одним из приоритетных направлений развития

электроэнергетики. Однако это не исключает необходимость формирования и согласования графика ремонтов, но уже с учётом дополнительных критериев. На уровне РЭС, ОЭС и ЕЭС планирование ремонтов выполняется в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 86 в редакции от 21.03.2022 года о правилах вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации. Данный документ обозначает необходимость гибкости планирования, определяет его цели и принципы, но не указывает на то, как именно они должны реализовываться. Это приводит к тому, что сегодня формирование сводных графиков ремонтов на год и на месяц вперед выполняется преимущественно исходя из допустимости совмещения ремонтов и минимизации одномоментно выведенной из работы мощности генерации. В этих условиях подаваемые внеплановые и неотложные заявки на проведение ремонтов вносят неопределенность в процесс планирования.

Протяженные и слабые по пропускной способности связи, характерные для отечественной электроэнергетики, затрудняют проведение ремонтов сетевого оборудования как в зимний, когда нагрузка в системе близка к максимальным значениям, так и в летний период, когда пропускная способность сети снижается из-за высоких температур. В результате, при планировании ремонтов остается актуальной проблема учёта пропускной способности связей. Это существенно усложняет алгоритмы оптимального планирования ремонтов основного оборудования ЭЭС.

Ремонтная площадка для генерирующего оборудования должна быть достаточна для обеспечения оперативного резерва мощности. Замедление темпов роста нагрузки и её локальное снижение, ввод более эффективных парогазовых установок, развитие технологий производства электроэнергии с использованием возобновляемых источников приводят к возможному появлению в энергосистемах резервов мощности в виде устаревших энергоблоков, которые могут простаивать круглый год из-за неэффективности их ежедневной эксплуатации, но и могут быть использованы в период плановых или неплановых ремонтов. Определение необходимости и объёма такого резерва является новой задачей, тесно связанной с задачами планирования ремонтов и выбора состава работающего оборудования ЭЭС. Учёт этих холодных резервов при планировании в условиях рынка усложняется необходимостью совместного решения задачи выбора состава оборудования, вопросами к надёжности таких источников, а также тем, что такие объекты постепенно выводятся из эксплуатации. В итоге расчёт только на постоянно работающие агрегаты при планировании может приводить к недостаточности площадки ремонтов. Нельзя, наконец, исключать и взаимное влияние ремонтов генерирующего и сетевого оборудования, которое при неоптимальном планировании может привести к недопустимости следования

найденному плану при отказах оборудования и изменении потребления в энергосистеме.

Разработка и последующее внедрение методов решения задачи планирования ремонтов генераторов и сетевых элементов с учётом неопределенности потребления и состава оборудования систем, а также сетевых ограничений позволит упорядочить процесс планирования и повысить БН энергосистем. Такая методика может стать составной частью программы-советчика, которая позволила бы объединить вычислительные возможности и опыт специалистов для повышения надёжности работы энергосистем, что является актуальной задачей.

### **Степень разработанности темы**

На уровне РЭС, ОЭС и ЕЭС планирование ремонтов выполняется в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 86 в редакции от 21.03.2022 года о правилах вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации. Данный документ обозначает необходимость гибкости планирования, определяет его цели и принципы, но не указывает на то, как именно они должны реализовываться. В научных публикациях основное внимание уделяется планированию ремонтов по критериям минимума затрат на выработку электроэнергии и проведение ремонтов, максимума благосостояния участников рынка и минимуму простоя оборудования. В такого рода работах фактор балансовой надёжности либо не принимается во внимание, либо учитывается в виде нормативной величины резерва мощности. Проблеме планирования ремонтов по критерию максимума балансовой надёжности посвящено значительно меньшее количество работ. При этом для всех них характерной чертой является упрощённый подход к оценке контролируемого показателя балансовой надёжности, отказ от учёта сетевых ограничений.

**Цель работы** заключается в развитии методов планирования ремонтов оборудования энергосистем по критерию БН без учёта и с учётом сетевых ограничений. в развитии методов планирования ремонтов оборудования энергосистем по критерию БН без учёта и с учётом сетевых ограничений.

Для достижения цели требуется решить следующие **задачи**:

1. Выполнить анализ существующих математических методов и алгоритмов определения оптимального плана капитальных ремонтов оборудования ЭЭС.
2. Разработать алгоритм оценки показателей балансовой надёжности с учётом сетевых ограничений и плана ремонтов оборудования ЭЭС.
3. С целью снижения вычислительных затрат рассмотреть возможность аппроксимации функции дефицита мощности на расчётном интервале.
4. Сравнить эффективность математических методов и алгоритмов, которые могут быть использованы для формирования оптимального плана ремонтов оборудования ЭЭС.

5. Решить задачу оптимального распределения резерва мощности в пределах ремонтного интервала и определить теоретически оптимальную стратегию заполнения ремонтной площадки.

6. Разработать новый метод планирования ремонтов, позволяющий одновременно учесть сетевые ограничения, отказы оборудования и неопределённость нагрузки.

#### **Научная новизна:**

1. Предложены и протестированы модифицированные версии методов направленного поиска (МНП) и роя частиц (МРЧ). Показано, что модифицированные версии повышают качество оптимального плана ремонтов генерирующего оборудования ЭЭС.

2. Разработана методика оценки показателей БН концентрированной ЭЭС с учётом оптимальной стратегии планирования ремонтов генерирующего оборудования ЭЭС.

3. Реализован и протестирован метод чемпионата (МЧ), до этого не применявшийся для решения задачи планирования ремонтов генерирующего оборудования в концентрированной ЭЭС. Показано какая из версий метода обеспечивает минимальную дисперсию и наилучшую сходимость к глобальному оптимуму задачи планирования, предложена модификация, повышающая вычислительную эффективность предлагаемого метода.

4. Реализованы и сопоставлены методы решения задачи планирования ремонтов: МНП, МРЧ, МЧ, метод дифференциальной эволюции (МДЭ). Показаны преимущества и недостатки каждого из подходов и определены условия, в которых каждый из них наиболее эффективен.

5. Показано, что предложенный и апробированный метод аппроксимации функции дефицита мощности позволяет на порядок снизить вычислительные затраты при расчёте показателей БН ЭЭС методом Монте-Карло (ММК), в задаче планирования ремонтов основного оборудования ЭЭС.

6. Предложена и апробирована расчётная процедура совместного планирования ремонтов генерирующего и сетевого оборудования с учётом сетевых ограничений и возможных отказов оборудования на базе алгоритма дифференциальной эволюции.

**Теоретическая значимость работы** состоит в развитии методов планирования ремонтов в системе с сильными связями, расширении сферы применения этих методов на ЭЭС со слабыми связями, получении теоретических условий оптимальности распределения ремонтов в пределах ремонтного периода.

**Практическая значимость работы** заключается в разработке новых и модификации существующих программных алгоритмов и расчётных процедур планирования ремонтов основного оборудования ЭЭС, направленных на

повышении БН, за счет снижения ожидаемой величины недоотпуска электроэнергии (ЭЭ) при оптимальном плане ремонтов.

#### **Положения, выносимые на защиту:**

1. Реализация и развитие методов чемпионата, направленного поиска и роя частиц для решения задачи планирования ремонтов по критерию максимальной балансовой надёжности концентрированных ЭЭС.

2. Результаты сравнения оптимальных планов ремонтов, сформированным согласно критериям: минимума суммарных затрат на топливо; минимума интегральной вероятности дефицита мощности; минимума математического ожидания (МО) недоотпуска ЭЭ.

3. Метод аппроксимации функции дефицита мощности на интервалах постоянства состава оборудования при расчёте показателей БН по ММК и в задаче оптимизации плана ремонтов основного оборудования ЭЭС по критерию БН.

4. Методика совместного планирования ремонтов генерирующего и сетевого оборудования системы по критерию БН с учётом сетевых ограничений.

#### **Методология и методы исследования**

При поиске оптимальных решений применялись эвристические и метаэвристические методы оптимизации. Для математического моделирования режимов энергосистем и их оптимизации применялся метод внутренней точки. Все методы и алгоритмы реализованы автором в среде Microsoft Visual Studio Community 2019 на языке программирования C#. Подготовленная программа стала инструментом проведения вычислительных экспериментов для проверки теоретических гипотез, а также эффективности предлагаемых методик. Для анализа данных экспериментов и построения графиков использовались библиотеки языка Python – seaborn и matplotlib.

**Достоверность** полученных в работе результатов обеспечена корректным применением математических методов оптимизации и проверкой результатов расчёта показателей БН с помощью ММК. Для проверки корректности оптимизации режима в предложенной форме было проведено сравнение с результатами оптимизации с помощью ПК DIgSILENT PowerFactory 2021. Расхождения в результатах незначительны.

#### **Апробация диссертационной работы**

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на 4 конференциях:

1. 93-е заседание Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики на тему "Надёжность систем энергетики в условиях их цифровой трансформации".

2. IEEE 60th Annual International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga, 2019, Riga, Latvia.

3. IEEE 61st International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, 2020, Riga, Latvia.

4. IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, 2021, Riga, Latvia.

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 7 научных работ, которые полностью отражают основное содержание диссертации, из них 5 статей опубликованы в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК РФ и Аттестационным советом УрФУ и индексируемых в международной реферативной базе данных Scopus.

**Личный вклад соискателя** состоит в разработке программного комплекса для расчёта оптимального плана ремонтов различными методами и анализа балансовой надёжности ЭЭС с учётом ремонтного резерва мощности; проведении теоретических исследований и вычислительных экспериментов для проверки выдвигаемых гипотез об условиях оптимальности графика ремонтов по условию максимума балансовой надёжности, разработке и тестировании нового метода планирования ремонтов, позволяющего формировать график ремонтов и сетевого, и генерирующего оборудования с учётом сетевых ограничений; реализации и тестировании ряда метаэвристических подходов для решения задачи планирования ремонтов; разработке методики аппроксимации дефицита мощности.

### **Объём и структура диссертации**

Диссертация состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка литературы и приложения. Объём работы включает в себя 197 страниц печатного текста, 10 таблиц и 69 рисунков.

Автор выражает **глубокую благодарность** заместителю главного диспетчера по оперативной работе Тюменского РДУ К. О. Петренко за консультации по действующей методике планирования ремонтов в АО «СО ЭЭС».

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** описана актуальность работы, определены цели и сформулированы задачи и методы исследований, а также раскрыта структура диссертации.

**В первой главе** рассмотрены существующие подходы к планированию ремонтов и выявлены имеющиеся проблемы в данной области. Показано, что главной сложностью с точки зрения математического обеспечения данной задачи является её целочисленный характер, дискретность пространства решений и, как следствие, многоэкстремальность целевой функции (ЦФ). Выявлено, что в силу данных особенностей помимо методов динамического и целочисленного



программирования все большее внимание уделяется эвристическим и метаэвристическим алгоритмам. В случае применения последних могут использоваться ЦФ и ограничения любого вида, но требуются дополнительные исследования по оценке эффективности и модификации методов.

Продемонстрировано, что при планировании есть два общепринятых сценария: график ремонтов задается для генерирующего оборудования без учёта сетевых ограничений и график ремонтов определяется с учётом сетевых ограничений. При этом в план ремонтов включаются линии электропередачи (ЛЭП) и трансформаторы. В первом случае больше внимания уделяется вероятностным характеристикам входных данных, а во втором вероятностные характеристики задаются упрощённо.

В главе приведены четыре основных направления планирования ремонтов и показаны основные сдерживающие развитие математических методов факторы, и недостатки существующих подходов: упрощённый учёт, либо отказ от учёта фактора БН; учёт сетевого фактора только в виде ограничений на перетоки активной мощности; сложности в проекции предлагаемых методов планирования ремонтов на уровень региональных, районных и изолированных энергосистем; отказ от критериев экономичности и надёжности при планировании – ориентация на оптимизацию трудозатрат, совмещение ремонтов и топологию.

Показано, что сегодня отсутствует математически формализованная и утвержденная методика оптимального планирования ремонтов оборудования любых типов по критерию максимальной надёжности, учитывающая значимые сетевые ограничения ЭЭС.

**Во второй главе** дана постановка задачи планирования ремонтов генерирующего оборудования в системе с сильными связями, выведены условия теоретически оптимального распределения ремонтного резерва при планировании ремонтов по ряду критериев, исследовано применение МЧ и сопоставлены математические методы планирования ремонтов.

*Задача* планирования ремонтов в системе с сильными связями заключается в нахождении на интервале  $T = 1$  год оптимальных моментов  $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ ,  $x_j \in \mathbb{N}$  вывода в плановый ремонт заданного множества энергоблоков генераторов, подлежащих ремонту.

*Критерием* оптимизации принимается минимум или максимум заданного показателя БН ЭЭС. В работе в качестве критерия рассматривается минимум МО суммарного на рассматриваемом интервале времени недоотпуска электроэнергии.

*Целевая функция* включает две составляющие: оценку критериального параметра БН и штрафную составляющую, учитывающую нарушения ограничений, накладываемых на план ремонтов:

$$\Psi(\mathbf{x}) = \varphi(\mathbf{x}) + \chi(\mathbf{x}), \quad (1)$$

где  $\varphi(\mathbf{x})$  – оценка контролируемого показателя БН;  $\chi(\mathbf{x})$  – штрафная функция для учёта вводимых ограничений:

$$\chi(\mathbf{x}) = \sum_{c=1}^s k_c \pi_c(\mathbf{x}), \quad (2)$$

где  $k_c$  – коэффициент при составляющей штрафной функции  $c$ ,  $\pi_c(\mathbf{x})$  – штраф за нарушение ограничения  $c$ .

В главе показано, как можно учесть *ограничения* на число одновременно выполняемых ремонтов, на минимальную включенную мощность генерации в районе сети, а также ограничение на отклонение ремонтного периода от заданного момента. Последнее может быть использовано для корректировки плана ремонтов.

Рассмотрен алгоритм МНП, который сводится к сортировке списка генераторов по значимости проводимого ремонта, последовательному попарному перебору всех возможных моментов отключения энергоблоков от начала списка к концу с фиксацией моментов для первого из пары для лучшей найденной комбинации. Дано описание предложенной модификации, согласно которой перебор моментов отключений выполняется не для пар, а для троек, четверок и т. д. генераторов, что улучшает сходимость расчёта.

Дано краткое описание реализованных алгоритмов для планирования ремонтов: МРЧ, модифицированный МРЧ (ММРЧ), МДЭ. По функциям плотности МО недоотпуска ЭЭ для модифицированного МРЧ, представленным на рисунке 1, можно судить о том, что по сравнению с МРЧ его модифицированная версия позволяет с большей вероятностью найти решение, которому соответствует меньшие значения ЦФ.

В главе также представлена реализация МЧ для планирования ремонтов генерирующего оборудования. Данный метод является развитием идей метода роя частиц, но обновление решений здесь происходит по более сложной схеме. Если в данном методе положение каждого решения в пространстве состояний изменяется относительно двух точек: лучшей за время расчёта версии данного решения и лучшего решения во всем рассматриваемом наборе, то в методе чемпионата все решения смещаются друг относительно друга. На базе тестовой сети IEEE96, проведен вычислительный эксперимент и в работе представлены результаты применения четырех схем обновления решений, показана наиболее эффективная из них, исследована зависимость качества планирования от параметров метода, доказана эффективность схемы обновления решений в случайном порядке.

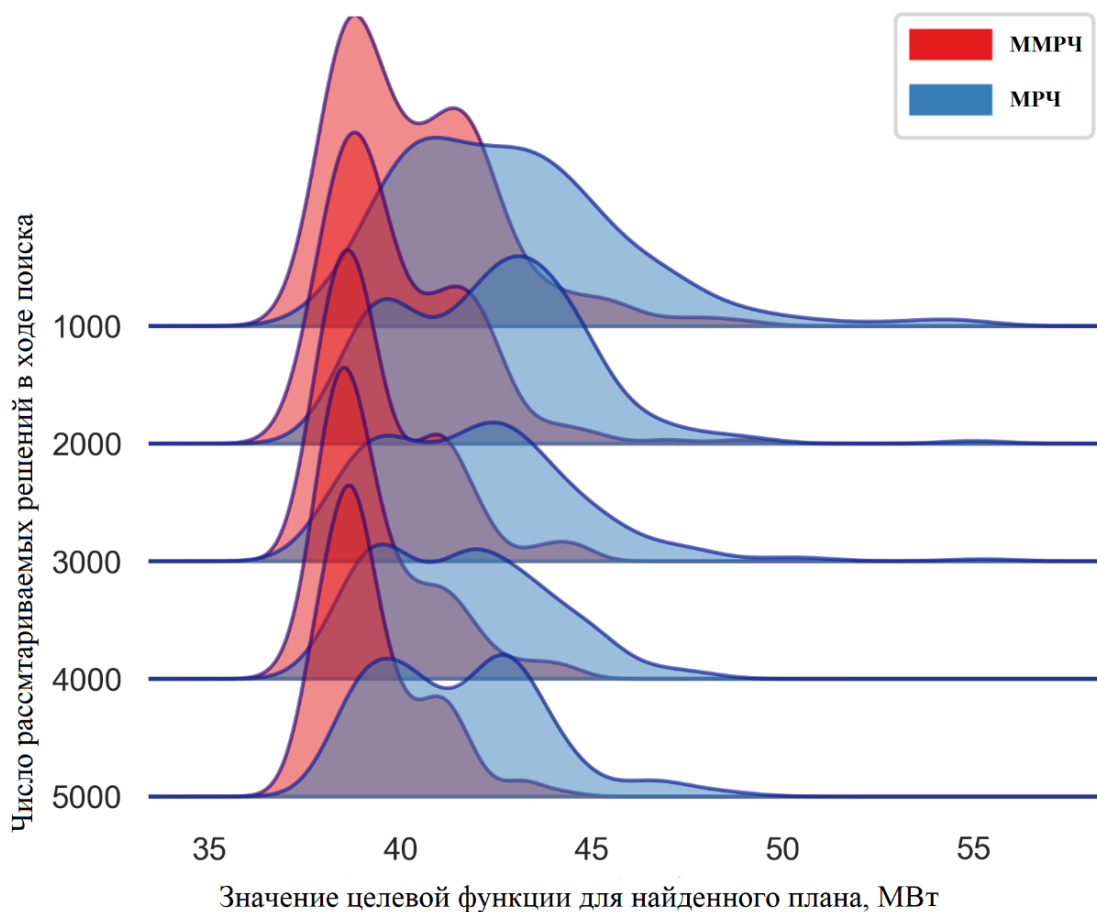


Рисунок 1. Плотности распределения вероятности для ЦФ плана в зависимости от числа рассматриваемых решений задачи для модифицированного и классического (МРЧ)

На той же тестовой модели в течение периода исследований были собраны результаты планирования всеми реализованными методами. Оценка эффективности этих методов представлена в таблице 1, где  $\psi$  – число внутренних переменных метода,  $\varphi_b$  – значение ЦФ для лучшего найденного плана ремонтов,  $\varphi_{av}$  – среднее значение ЦФ для множества найденных планов ремонтов,  $t_{av}$  – среднее время расчёта одного графика ремонтов.

Анализ результатов, приведенных в таблице 1, показывает, что предложенная модификация МНП в виде повышения порядка метода позволяет дополнительно улучшить результаты планирования, но требует несопоставимых с другими методами вычислительных затрат. При анализе эффективности метаэвристических подходов следует обратить внимание на хорошую сходимость предложенной модификации МРЧ, а также на реализованный впервые МЧ, для которого помимо прочего минимальным оказывается среднее значение ЦФ. Платой за это становится наибольшее время расчёта оптимального плана в своей группе методов. Особого внимания заслуживает МДЭ, поскольку он практически не требует

предварительной настройки. Таким образом, в дальнейшем для практической реализации предпочтительно использовать МЧ или ММРЧ. В данной работе далее используется МДЭ, поскольку при значительных вычислительных затратах затруднен подбор оптимальных настроек других методов.

Таблица 1. Сравнение эффективности математических методов для планирования ремонтов генерирующего оборудования

Метод	Возможность планирования ремонтов ЛЭП и Т	$\psi$	$\varphi_b$ , МВт	$\varphi_{av}$ , МВт	$t_{av}$ , мин
МНП 2-го порядка	-	0	37,07	-	0,12
МНП 3-го порядка	-	0	37,21	-	2,63
МНП 4-го порядка	-	0	36,91	-	135,2
МРЧ	+	3	38,11	42,25	1,86
ММРЧ	+	4	37,10	39,90	3,49
МДЭ	+	2	37,76	40,42	5,24
МЧ	+	4	37,14	38,81	7,48

Во второй главе показаны теоретически оптимальные конфигурации графиков ремонтов при планировании по ряду критериев. Аналитическое решение данной задачи требует отказа от дискретности мощности отключаемых генераторов. Оптимальное распределение ремонтов по интервалам времени  $t$  определяется дифференцированием функции Лагранжа по объёму мощности выведенных в ремонт агрегатов. Для критерия минимума средней вероятностей дефицита мощности функция Лагранжа принимает вид:

$$L(r_t, \lambda) = \sum_{t=1}^T \frac{1}{T} (1 - F_L(G - r_t, m_t^L, \sigma_t^L)) + \lambda \left( R - \sum_{t=1}^T r_t \right) \rightarrow \min, \quad (3)$$

где  $F_L(G - r_t, m_t^L, \sigma_t^L)$  – функция нормального распределения нагрузки с МО  $m_t^L$  и дисперсией  $(\sigma_t^L)^2$ ;  $G$  – располагаемая мощность генерации, МВт;  $r_t$  – объём ремонтов в момент времени  $t$ , МВт;  $R = \sum_{n=1}^N g_n \tau_n$  – ограничение выработки электроэнергии от проведения ремонтов, МВт×ч;  $g_n$  – рабочая мощность генератора  $n$ , МВт;  $\tau_n$  – продолжительность ремонта генератора  $n$ , МВт. Здесь искомый минимум ЦФ достигается при условии равенства плотностей вероятности нагрузки достижения нагрузкой рабочей мощности генерации:

$$\lambda = f_L(G - r_t, m_t^L, \sigma_t^L) = \text{idem}. \quad (4)$$

Минимум расхода топлива или суммарного ущерба от недоотпуска ЭЭ достигается при равенстве оперативных резервов мощности по моментам  $t$ :

$$\frac{G - r_t}{L_t} = \sqrt{\frac{ag_0^2}{c - g_0\lambda}} = const, \quad (5)$$

где  $g_0$  – рабочая мощность генераторов системы;  $a$  и  $c$  – коэффициенты расходной характеристики генераторов.

Минимум вероятности дефицита мощности достигается при равенстве для всех моментов времени приведенного ниже произведения:

$$\lambda = f_L(G - r_k, m_k^L, \sigma_k^L) \times \prod_{\substack{t=1 \\ t \neq k}}^T (1 - F_L(G - r_t, m_t^L, \sigma_t^L)) = idem, \forall k \in T. \quad (6)$$

Наконец минимум недоотпуска ЭЭ достигается при равенстве вероятностей бездефицитной работы в каждый момент времени:

$$\lambda = F_L(G_{расп} - r_t) = idem, \quad (7)$$

что качественно совпадает с критерием (4).

Перечисленные гипотезы о форме оптимальных площадок ремонтов были подтверждены экспериментально. В работе показано, что ошибка в оценке интенсивностей отказа и восстановления элементов слабо влияет на результат планирования ремонтов генерирующего оборудования.

**В третьей главе** описана методика распределения дефицита мощности (ДМ) между узлами сети для оценки недоотпуска ЭЭ при планировании ремонтов, а также предложена схема аппроксимации дефицита мощности. Задача распределения дефицита мощности между узлами нагрузки решается для оценки входящего в состав ЦФ МО недоотпуска электроэнергии по узлам и ЭЭС в целом.

При планировании ремонтов в многоузловой сети предлагается использовать описанный во второй главе МДЭ. Оптимальное распределение дефицита мощности определяется автоматически в процессе расчёта ЦФ, поскольку график ремонтов формируется по условию минимума МО недоотпуска ЭЭ. Применение МДЭ предполагает, что оценка ЦФ возможна для любой комбинации отключений, в том числе, если ремонты и отказы линий и трансформаторов, приводят к делению системы на отдельные районы. По этой причине распределение дефицита мощности выполняется по островам сети с учётом состояний оборудования. Для этого используется алгоритм проверки связности сети. Для каждого найденного острова выполняется оптимизация распределения активной мощности между генераторами и в случае невозможности обеспечить баланс без ограничения потребления – между нагрузками узлов сети. Критерием остановки расчёта по распределению дефицита мощности между узлами сети является выполнение всех

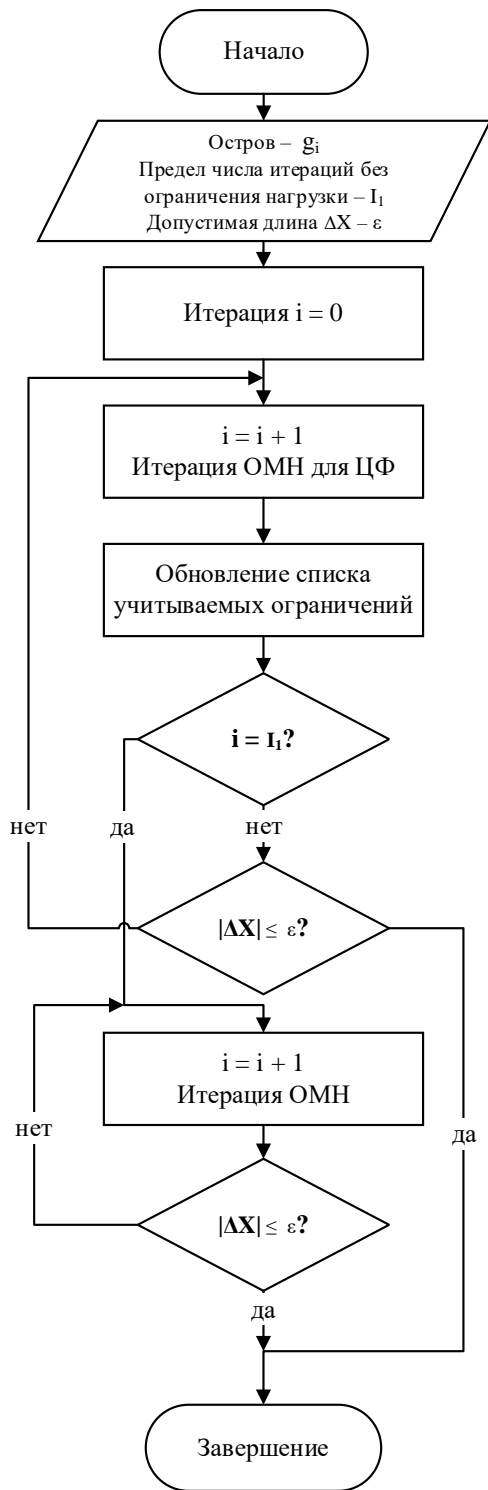


Рисунок 2. Блок-схема алгоритма решения «задачи Р»

ограничений, накладываемых на задачу, а также достижение вектором переменных пороговой длины  $|\Delta x| < \epsilon$ . В состав вектора переменных входят мощности генерации и ограничения мощности по узлам нагрузки, а также переменные, вводимые для учёта ограничений в форме равенств и неравенств.

Распределение дефицита мощности предлагается выполнять согласно модели сети постоянного тока – без учёта реактивных мощностей и сопротивлений. В работе такая постановка названа «задачей Р». На рисунке 2 представлена блок-схема решения данной задачи с помощью обобщенного метода Ньютона (ОМН). Ограничения учитываются с помощью барьерных и штрафных функций.

При решении «задачи Р» минимизируется функция затрат (8), в которую входят затраты на выработку электроэнергии станциями  $n_G$  и ущерб от ограничения потребления в узлах нагрузки  $n_L$ . При этом учитываются баланс мощности в системе (9), предельные мощности узлов (10) и (11), ограничения на перетоки по сечениям (12), токовые загрузки линий (13). Допустимые токовые загрузки линий учитываются через квадрат тока. Методика учёта потерь по связям и их разнесения по концам передач базируется на работах Холмского В.Г.

$$\gamma_P(P_{n_G}^G, C_{n_L}^P) = \sum_{n_L=1}^{N_L} (d_{n_L}(C_{n_L}^P))^2 + \sum_{n_G=1}^{N_G} (a_{n_G}(P_{n_G}^G)^2 + b_{n_G}P_{n_G}^G + c_{n_G}) \rightarrow \min, \quad (8)$$

$$\sum_{n_L=1}^{N_L} (P_{n_L}^L - C_{n_L}^P) - \sum_{n_G=1}^{N_G} P_{n_G}^G + \sum_{b=1}^B \Delta P_b = 0, \quad (9)$$

$$\underline{P_{n_G}^G} \leq P_{n_G}^G \leq \overline{P_{n_G}^G}, \quad (10)$$

$$\underline{P_{n_L}^L} \leq C_{n_L}^P \leq \overline{P_{n_L}^L}, \quad (11)$$

$$\underline{\pi_\phi} \leq \pi_\phi \leq \overline{\pi_\phi}, \quad (12)$$

$$J_b^2 \leq \overline{J_b^2}, \quad (13)$$

где  $C_{n_L}^P$  – ограничение активной мощности потребления в узле нагрузки  $n_L \in N_L$ , МВт;  $P_{n_G}^G$  – варьируемая активная мощность узла генерации  $n_G \in N_G$  активной мощности, МВт;  $d_{n_L}$ ,  $a_{n_G}$ ,  $b_{n_G}$  и  $c_{n_G}$  – коэффициенты ценовых характеристики ограничений нагрузок в узлах  $n_L$  и расходных характеристик узлов генерации  $n_G$ ;  $P_{n_L}^L$  – ожидаемая величина потребления в рассматриваемом режиме в узле нагрузки  $n_L$ , МВт;  $\underline{P_{n_G}^G}$  и  $\overline{P_{n_G}^G}$  – нижнее и верхнее ограничение активной мощности генераторного узла  $n_G$ , МВт;  $\underline{P_{n_L}^L}$  и  $\overline{P_{n_L}^L}$  – нижний и верхний пределы ограничения нагрузки в узле  $n_L$ , МВт;  $\pi_\phi$  – переток мощности по сечению  $\phi$ , МВт, рассчитываемый по выражению:

$$\pi_\phi = \sum_{b_\phi=1}^{B_\phi} P_{b_\phi} = \sum_{b_\phi=1}^{B_\phi} \sum_{n=1}^N \alpha_{bn} \left( P_n^L - C_{n_L}^P - P_n^G + \sum_{b_n=1}^{B_n} \frac{\Delta P_{b_n}^{(i-1)}}{2} \right), \quad (14)$$

где  $P_{b_\phi}$  – переток активной мощности по связи  $b_\phi \in B_\phi$ , МВт; где  $\alpha_{bn}$  – коэффициент потокораспределения: доля мощности узла  $n$  в потоке по ветви  $b$ , о.е.;  $\sum_{b_n=1}^{B_n} \frac{\Delta P_{b_n}^{(i-1)}}{2}$  – для узла  $n$  половина потерь соответственно активной мощности по всем его связям  $b_n \in B_n$  на  $(i-1)$  итерации расчёта, МВт;  $\underline{\pi_\phi}$  и  $\overline{\pi_\phi}$  – предельно допустимый переток мощности на прием и на выдачу по сечению  $\phi$ , МВт;

$$J_b^2 = \frac{1}{3} \frac{\Delta P_b}{r_b}, \quad (15)$$

где  $J_b^2$  – квадрат тока по связи  $b$ ,  $\text{кА}^2$ ;  $\overline{J_b^2}$  – квадрат значения допустимой токовой нагрузки для связи  $b$ ,  $\text{кА}^2$ ;  $\Delta P_b$  – потери активной мощности в связи  $b$ , МВт, рассчитываемые по формуле

$$\Delta P_b = \frac{P_b^2 + Q_b^2}{(V_1^b)^2} r_b, \quad (16)$$

где  $V_1^b$  – напряжение в начале линии  $b$ , кВ;  $r_b$  – активное сопротивление ветви  $b$  сети, Ом;  $P_b$  и  $Q_b$  – перетоки активной и реактивной мощности по ветви  $b$  схемы, МВт и Мвар.

В представленной работе оптимизируется распределение только активной мощности. Все значения реактивных мощностей предполагаются заданными

заранее. Аналогично предварительно заданными являются коэффициенты  $\alpha_{bn}$  и нормальные напряжения узлов  $V_1^b$ . Эти данные должны быть заранее подготовлены для различных схемно-режимных ситуаций, чтобы в процессе расчёта показателей БН или планирования ремонтов минимизировать вычислительные затраты на дополнительные расчёты и снизить погрешность при оптимизации.

Искомой величиной при решении задачи является именно ограничение мощности нагрузки в каждом узле и по системе в целом –  $DNS_{n,t} = C_{n_L}^P$  и  $DNS_t = \sum_{n_L=1}^{N_L} C_{n_L}^P$ . В таком случае для периода  $T$  оценка недоотпуска электроэнергии по системе по результатам решения задачи распределения дефицита мощности для каждого момента времени  $t$ :

$$ENS = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N DNS_{n,t} = \sum_{t=1}^T DNS_t. \quad (17)$$

В работе представлены результаты вычислительного эксперимента по сравнению распределения мощности между узлами генерации и нагрузки, полученного с помощью предложенного метода с распределением, рассчитанным с помощью промышленного ПК DIgSILENT PowerFactory 2021. Расчёты были выполнены для тестовой системы RBTS, представленной на рисунке 3 в режиме зимнего максимума нагрузки при нормальной схеме, ремонте энергоблока 40 МВт в узле 1 и ремонте ЛЭП Л1. Для всех сценариев расхождение между ограничениями нагрузки по системе  $DNS_t$  оказалось минимальным – не превышающим 1.5% относительно расчёта в промышленном ПК. Разница в распределении дефицита мощности между узлами связана с особенностями учёта узловых напряжений.

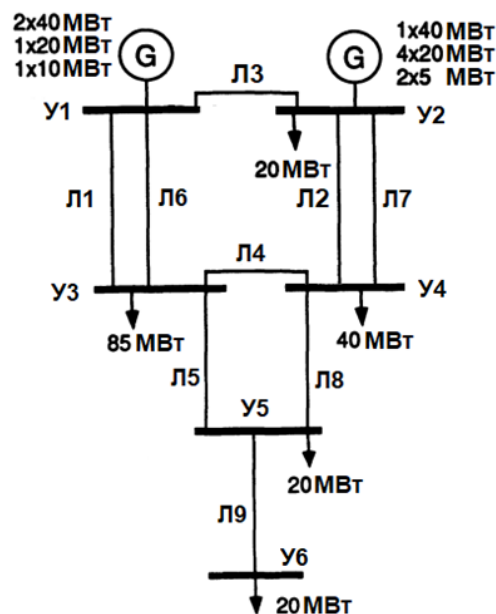


Рисунок 3. Однолинейная схема тестовой системы RBTS

В третьей главе показано, что вычислительные затраты при расчёте недоотпуска (17) можно значительно уменьшить, если перейти от оценки каждого режима к анализу интервалов постоянства состава оборудования. *Интервал постоянства состава оборудования* – это отрезок времени, в пределах которого с учётом состояний отказа и работоспособности, состав оборудования остается неизменным. Если, дефицит мощности в момент времени  $t$  зависит только от



величины потребления в узлах, то режимам больших нагрузок будет соответствовать больший недоотпуск ЭЭ, как это наблюдается в случае сети с сильными связями. Тогда можно аппроксимировать величину недоотпущенной ЭЭ за интервал с помощью кусочно-линейной функции и перейти от (17) к формуле:

$$ENS^* = \sum_{i=1}^I \sum_{t_i=1}^{T_i} d(L_{t_i}) \approx \sum_{t=1}^T DNS_t, \quad (18)$$

где  $ENS^*$  – приближенное значение недоотпуска ЭЭ за период  $T$ , МВт×ч;  $d(L_{t_i})$  – кусочно-линейная функция, описывающая зависимость дефицита мощности в системе  $DNS_{t_i}$  от суммарного потребления сети  $L_{t_i}$ , МВт;  $i \in I$  – номер интервала постоянства состава оборудования.

Алгоритм получения зависимости  $DNS_{t_i}^* = d(L_{t_i})$  для интервала  $i$  сводится к следующему:

1. Проанализировать график потребления активной мощности для интервала  $i$ , найти час максимума  $t_{L_{max}}$  и час минимума  $t_{L_{min}}$  и соответствующие им мощности  $L_{max}$  и  $L_{min}$ .
2. С помощью метода бисекции, как это показано в диссертации, определяется максимальная относительная нагрузка  $p_{lim} = \frac{L_{lim}}{L_{max}}$ , при которой  $DNS_t = 0$  или  $DNS_t \leq \varepsilon$ , где  $\varepsilon$  – значимая величина дефицита мощности в системе, которой нельзя пренебречь. Для всех  $t \mid L < L_{lim}$ , принимается  $DNS_t = 0$ . В интервале нагрузок  $L > L_{lim}$  выбираются несколько значений нагрузки  $p = \{p_0, p_1, \dots, p_h, p_{h+1} \mid h < T\}$  предварительно заданные расчётчиком.
3. Для каждого  $p_h \in p$  выбирается ближайший к нему по мощности потребления режим  $s_h$  из диапазона  $T$  и для него решается задача распределения дефицита мощности и определяется системный дефицит мощности  $DNS_h^*$ .
4. На основе собранных данных об интервале  $i$  вводится функция кусочно-линейная функция  $d(L_{t_i})$ .

На рисунке 4 в качестве примера в одних осях представлены расчётные значения недоотпуска ЭЭ и кусочно-линейная функция  $d(L_{t_i})$ . Средняя разница между значениями дефицита и описывающей их моделью 0,014 МВт; фактическое ограничение энергии соответственно – 397,4 и 414,1 МВт×ч.

Тестовые расчёты МО недоотпуска ЭЭ по ММК для периода  $T = 1$  год с шагом по дням и по интервалам постоянства состава оборудования показали, что аппроксимация дефицита позволила сократить время расчёта на 30%. Ошибка в оценке МО недоотпуска не превысила 1%, для вероятности дефицита – 2%.

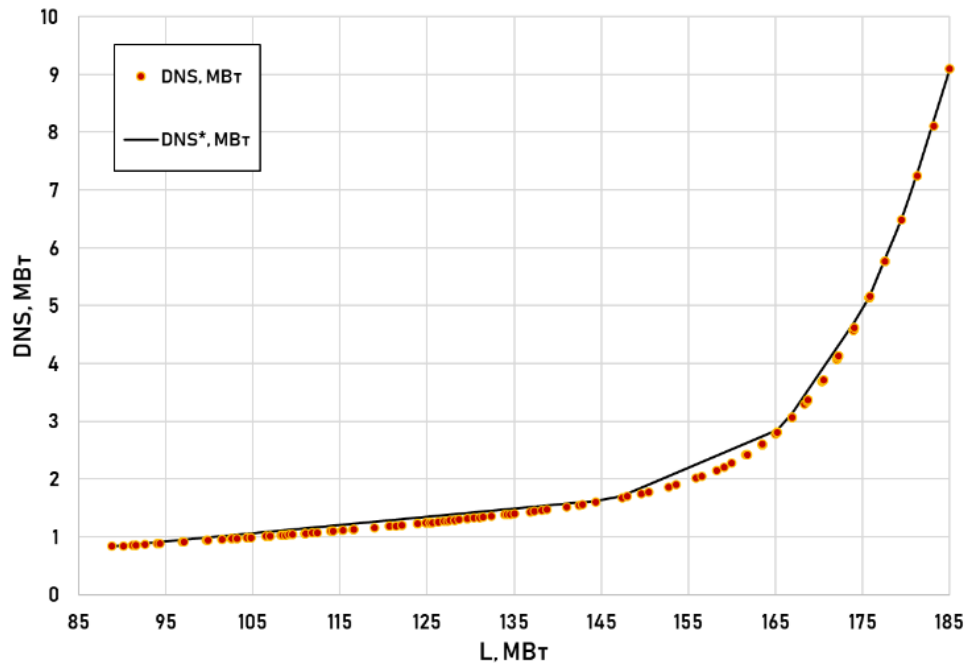


Рисунок 4. Недоотпуск электроэнергии в зависимости от потребления в системе  $DNS$  и аппроксимирующая кусочно-линейная функция  $DNS_{t_i}^* = d(L_{t_i})$

Выигрыш в вычислительных затратах от аппроксимации оказывается тем больше, чем меньше в рассматриваемом периоде  $T$  оказывается интервалов и, чем при этом больше их средняя длина. Таким образом, решение применять лучше там, где число элементов, для которых моделируются случайные состояния невелико, или шаг времени расчёта  $\Delta t$  мал по отношению длине периода  $T$ .

**В четвёртой главе** предложен алгоритм планирования ремонтов энергоблоков, ЛЭП и трансформаторов с учётом сетевых ограничений.

Постановка схожа с постановкой задачи из второй главы для планирования ремонтов генерирующего оборудования. Новшествами являются дополнительно учитываемые ограничения (10)-(13), введенные при постановке «задачи Р», а также развитие ЦФ. Задача при её расчёте заключается в том, чтобы оценить ожидаемый недоотпуск ЭЭ не только с учётом плановых отключений, но и при возможных отказах сетевого оборудования. Эту величину можно рассчитать следующим образом:

$$EENS^* = \sum_{t=1}^T EDNS_t^*(\mathbf{x}) = \sum_{t=1}^T p_{s,t} \sum_{s=1}^S DNS_{t,s}(\mathbf{x}), \quad (19)$$

где  $p_s$  – вероятность состояния системы  $s$  в момент времени  $t$ ;  $DNS_{t,s}$  – дефицит мощности в момент  $t$  при нахождении системы в состоянии  $s$ , МВт. Под состоянием системы  $s$  подразумевается режим, в котором заданное число  $n_W^s$  элементов находятся в работе, а оставшаяся часть  $n_F^s$  – отключена. При экспоненциально распределённых временах наработки на отказ и восстановления:

$$p_s = \prod_{\substack{n=1 \\ n \leq n_W^s}}^N K_W^n \times \prod_{\substack{n=1 \\ n > n_W^s}}^N K_F^n, \quad (20)$$

где  $K_W^n$  – коэффициент готовности работоспособного элемента  $n$ ;  $K_F^n$  – коэффициент неготовности отказавшего элемента  $n$ .

В работе предложено рассматривать строго определенный набор состояний, выбранных, например, по критерию  $N - 1$  и разделять вероятности состояний  $p_{SF,k^*}$ , в которых один элемент  $k^*$  находится в состоянии отказа, и вероятность состояния  $p_{SW}$ , когда все оборудование находится в работе. Тогда формула (19) переписывается следующим образом:

$$EENS^* = \sum_{t=1}^T EENS_t^* = \sum_{t=1}^T \left( p_{SW} DNS_{t,SW}(\mathbf{x}) + \sum_{k^*=1}^{K^*} p_{SF,k^*} DNS_{t,SF,k^*}(\mathbf{x}) \right). \quad (21)$$

С целью снижения вычислительных затрат предлагается применять описанный в третьей главе метод аппроксимации дефицита мощности. С учётом перехода к  $I$  интервалам постоянства состава оборудования выражение (20) принимает вид:

$$EENS^* = \sum_{i=1}^I EENS_i^* = \sum_{i=1}^I \left( p_{SW} ENS_{i,SW}(\mathbf{x}) + \sum_{k^*=1}^{K^*} p_{SF,k^*} ENS_{i,SF,k^*}(\mathbf{x}) \right). \quad (22)$$

Для учёта неопределенности потребления в каждый момент времени дополнительно рассчитывается МО дефицита мощности, но без учёта сетевых ограничений, как для системы с сильными связями в главе 2. В таком случае новая ЦФ планирования ремонтов принимает вид:

$$\begin{aligned} F^*(\mathbf{x}) &= \sum_{i=1}^I F_i^*(\mathbf{x}) = \\ &= \mathfrak{D}(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^I \left( p_{SW} ENS_{i,SW}(\mathbf{x}) + \sum_{k^*=1}^{K^*} p_{SF,k^*} ENS_{i,SF,k^*}(\mathbf{x}) \right), \end{aligned} \quad (23)$$

где  $\mathfrak{D}(\mathbf{x}) = \sum_{t=1}^T D_t(\mathbf{x})$  – МО суммарного дефицита мощности за период планирования  $T$  без учёта сетевых ограничений.

С учётом сказанного выше алгоритм расчёта ЦФ (23) при планировании для версии плана  $\mathbf{x}_j$  сводится к следующему:

1. Выполнить отключения элементов  $n$  генераторов и  $m$  линий в соответствующие моменты  $\mathbf{x}_j = [x_1, \dots, x_n, x_{n+1}, \dots, x_{n+m}]^T$ .
2. Выделить интервалы постоянства состава оборудования  $i \in I$ .

3. Если рассмотрены все интервалы  $i \in I$ , то переход к шагу №5, если нет, то для первого не рассмотренного:
  - 3.1. Для всех моментов интервала рассчитываются МО дефицита мощности без учёта сетевых ограничений  $D_t(\mathbf{x})$  и определяется их сумма  $\mathfrak{D}(\mathbf{x})$ .
  - 3.2. Если рассмотрены все элементы  $k^* \in K^*$ , то переход к шагу №4.2, если нет, то для первого не рассмотренного:
    - 3.2.1. Для всех  $t_i \in T_i$  отключается элемент  $k^*$ .
    - 3.2.2. По методу аппроксимации дефицита с бисекцией определяется функция  $d_{i,S_F,k^*}(L)$  и вычисляется недоотпуск  $\exists \exists ENS_{i,S_F,k^*}$ .
    - 3.2.3. Для всех моментов интервала рассчитываются значения дефицитов мощности без учёта сетевых ограничений  $D_t(\mathbf{x})$ .
    - 3.2.4. Определяется вероятность данного состояния системы  $p_{S_F,k^*}$ .
    - 3.2.5. Обновляется значение  $F_i^*(\mathbf{x})$ .
    - 3.2.6. Для всех  $t_i \in T_i$  элемент  $k^*$  возвращается в работу.
    - 3.2.7. Возврат к шагу №3.
  - 3.3. Аналогично шагам 3.1.2–3.1.5 рассчитывается вероятность нормального состояния системы  $p_{S_W}$ , соответствующая оценка недоотпуска  $ENS_{i,S_W}$  и обновляется значение  $F_i^*(\mathbf{x})$ .
  - 3.4. Возврат к шагу №4.
4. Суммируются  $F_t^*(\mathbf{x})$  и рассчитывается  $F^*(\mathbf{x})$  для периода  $T$ .

Для выбора оптимального плана в работе используется МДЭ, поскольку, как было показано во второй главе, он не требует предварительной настройки. Проверочный расчёт был проведен для тестовой модели RBTS: было выполнено совместное планирование ремонтов 5 генераторов и 5 линий системы. На рисунке 5 проиллюстрирован лучший из планов ремонтов  $\mathbf{x}$ , которому соответствует значение ЦФ  $F^*(\mathbf{x}) = 5.307$  МВт×ч. В среднем для найденных в ходе эксперимента графиков  $\mathbf{x}$  значение ЦФ составило  $m(F^*(\mathbf{x})) = 6.266$  МВт×ч; СКО –  $\sigma(F^*(\mathbf{x})) = 0.355$  МВт×ч; коэффициент вариации –  $cv(F^*(\mathbf{x})) = 5.657$  %.

Для того, чтобы увидеть, насколько предлагаемый подход эффективнее ручного планирования, были получены и сопоставлены результаты применения изложенной методики и случайной выборки графиков ремонта. Результаты именно ручного планирования не рассматривались, поскольку конкретный график является только частным решением и сравнение с выборкой случайных графиков более показательно. Кроме того, используемая тестовая модель не позволяет однозначно применить критерии ручного планирования. В частности, в данной системе и без учёта ремонтов единичное отключение приводит ограничению потребления. Вместе с тем провести расчёт на реальной энергосистеме

затруднительно в силу особенностей текущей реализации предложенного решения. Для наглядности на рисунке 6 показаны зависимость величины ЦФ для планов, найденных предлагаемым методом и случайной выборки решений, от второй составляющей ЦФ, характеризующей недоотпуск ЭЭ с учётом сети.

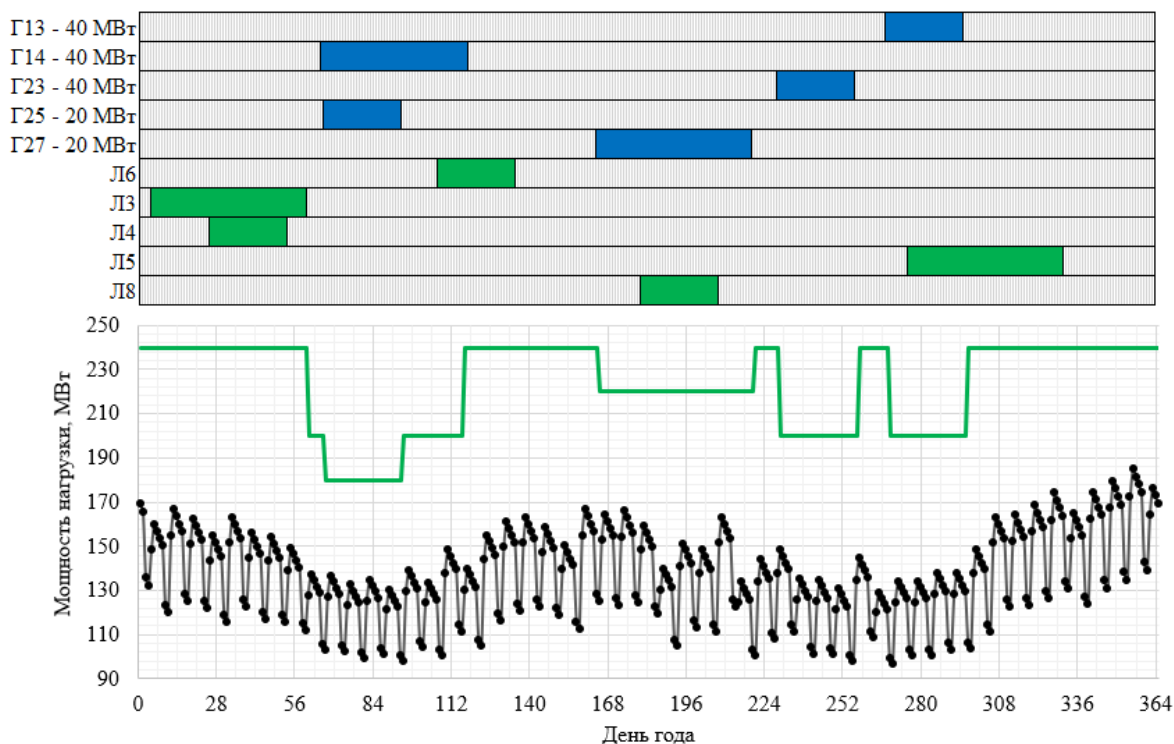


Рисунок 5. Совмещенный график ремонтов для тестовой системы, годовые графики рабочей мощности генерации и суточных максимумов нагрузки

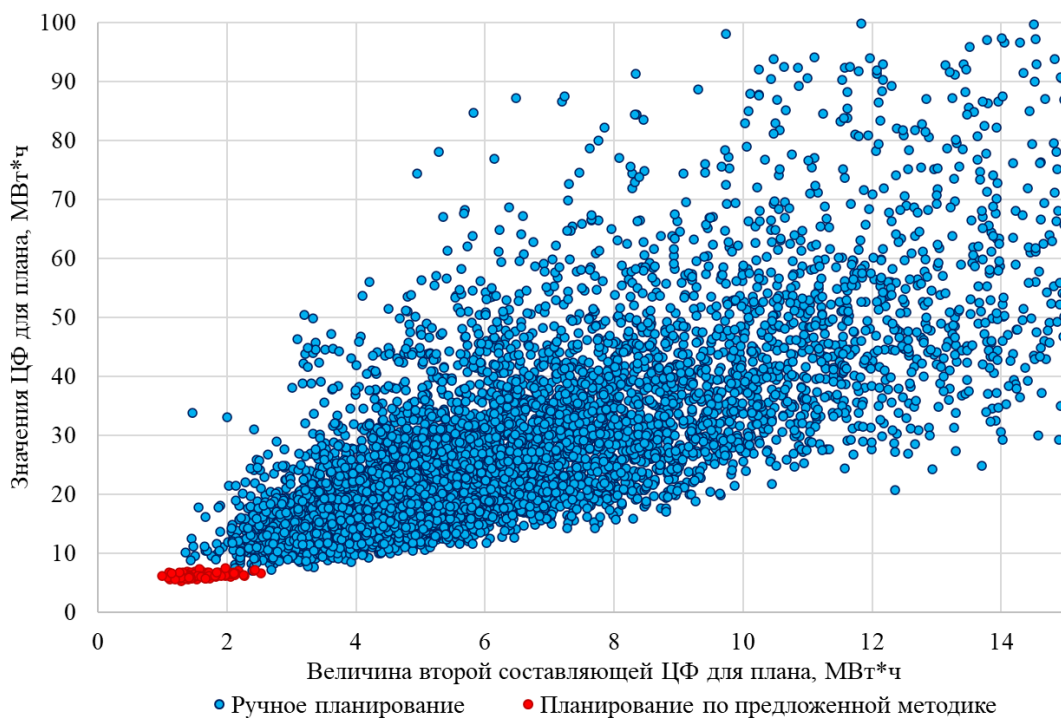


Рисунок 6. Значение ЦФ для случайного плана и предлагаемой методики

Как можно видеть по рисунку 6, предлагаемое в работе решение позволяет найти планы ремонтов, превосходящие все варианты из выборки случайных графиков отключений. Результат эксперимента позволяет говорить об эффективности предложенного метода планирования ремонтов.

В главе 4 была экспериментально подтверждена полезная при учёте сетевых ограничений гипотеза о взаимосвязи МО недоотпуска ЭЭ и вероятностей дефицитов мощности в пределах ремонтного периода. Показано, что ошибка в оценке интенсивностей отказа и восстановления элементов слабо влияет на результат планирования.

**В заключении** приведены основные результаты работы:

1. Предложены методы оценки МО недоотпуска электроэнергии с учётом плана ремонтов основного генерирующего и сетевого оборудования ЭЭС.
2. Получены теоретически оптимальные стратегии заполнения ремонтных площадок для генерирующего оборудования при отказе от дискретности при планировании по критериям минимума расхода топлива, минимума вероятности дефицита мощности за период  $T$ , минимума суммы вероятностей дефицита мощности по интервалам  $t$  периода  $T$ , минимума МО недоотпуска ЭЭ за период  $T$ . Рекомендуемой стратегией является равенство на ремонтном периоде относительного оперативного резерва мощности в ЭЭС.
3. Предложены модификации для методов направленного поиска и роя частиц в задаче планирования ремонтов. Подтверждена их эффективность.
4. Показана высокая эффективность метода чемпионата для решения задачи планирования ремонтов. Получены его оптимальные настройки.
5. Сопоставлена эффективность применения математических методов для планирования ремонтов в системе с сильными связями. Показано, что наилучшую сходимость обеспечивают улучшенный МРЧ и МЧ, но МДЭ наиболее удобен из-за малого числа внутренних параметров.
6. Предложен метод аппроксимации дефицита мощности по интервалам постоянства оборудования. Показано, что данный метод при незначительно ошибке позволяет существенно снизить вычислительные затраты и оказывается полезным при моделировании по методу Монте-Карло и при оптимизации с учётом надёжности.
7. Предложена и апробирована методика планирования ремонтов оборудования энергосистемы с учётом возможных отказов на основе метода дифференциальной эволюции. Алгоритм протестирован на тестовой модели RBTS для совместного планирования ремонтов генераторов и линий системы.

## Публикации по теме диссертации

*Статьи, опубликованные в рецензируемых научных журналах и изданиях, определенных ВАК РФ и Аттестационным советом УрФУ:*

1. **Gubin P.Y.** An Investigation into the Effectiveness of the Directed Search Method for Optimal Generating Equipment Maintenance by EENS Criteria / **Gubin P.Y.**, Oboskalov V.P., Mahnitko A., Varfolomejeva R. // 2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University. Riga. 2019. P. 1–6. (0,69/0,55 п.л.). (Scopus)
2. **Gubin P.Y.** Simulated Annealing, Differential Evolution and Directed Search Methods for Generator Maintenance Scheduling / **Gubin P.Y.**, Oboskalov V.P., Mahnitko A., Petrichenko R. // Energies. 2020. Vol. 13. Issue 5381. (2,31/1,80 п.л.). (Scopus)
3. **Gubin P.Y.** An Investigation into the Effectiveness of the Differential Evolution Method for Optimal Generating Units Maintenance by EENS Criteria / **Gubin P.Y.**, Oboskalov V.P., Mahnitko A., Gavrilovs A. // 2020 IEEE 61st International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University. Riga. 2020. P. 1–5. (0,58/0,50 п.л.). (Scopus)
4. **Gubin P.Y.** Modified Particle Swarm Method for the Generator Maintenance Scheduling by Reliability Criteria / **Gubin P.Y.**, Oboskalov V.P., Mahnitko A., Gavrilovs A. // 2021 IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University. Riga. 2021. P. 1–6. (0,69/0,55 п.л.). (Scopus)
5. **Gubin P.Y.** An Investigation into the Effectiveness of the Very Fast Simulated Annealing Method for Optimal Generating Units Maintenance by EENS Criteria / **Gubin P.Y.**, Oboskalov V.P. // 2020 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon). Magnitogorsk. 2020. P. 279–284. (0,58/0,50 п.л.). (Scopus)

*Другие публикации:*

6. **Губин П.Ю.** Применение метода дифференциальной эволюции в задаче планирования ремонтов генерирующего оборудования / **Губин П.Ю.**, Обоскалов В.П. // Известия Российской Академии Наук. Энергетика. 2021. № 2. С. 50–64. (1,62/1,50 п.л.).
7. **Губин П.Ю.** Инициализация множества начальных планов ремонтов генерирующего оборудования энергосистем при использовании метаэвристических подходов оптимизации на примере метода дифференциальной эволюции / **Губин П.Ю.** // Вестник Самарского государственного университета. Серия «Технические науки». 2021. Т. 29. №2. С. 6–23. (1,96/1,70 п.л.).

