Некоммерческое акционерное общество Торайгыров университет

УДК 621.311.2 (043.5) На правах рукописи

ДИНМУХАНБЕТОВА АЙГУЛЬ ЖУМАГЕЛЬДЫЕВНА

**Энергосбережение на электростанциях путем расширения**

**кольцевых схем ОРУ**

6D071800 – Электроэнергетика

Диссертация на соискание степени

доктора философии (PhD)

Отечественный научный консультант

доктор технических наук,

профессор

М.Я. Клецель

Зарубежный научный консультант

доктор технических наук,

профессор

А.В. Богдан

Республика Казахстан

Павлодар, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

|  |  |
| --- | --- |
| [НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ](#bookmark0).......................................................................... | 3 |
| [ОПРЕДЕЛЕНИЯ](#bookmark1)............................................................................................... | 4 |
| [ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ](#bookmark2)........................................................... | 5 |
| ВВЕДЕНИЕ........................................................................................................ | 6 |
| 1 МЕТОДЫ РАСЧЕТА НЕДООТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМАХ ОРУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ…………………………………….. | 9 |
| 1.1 Обзор методов расчета недоотпуска электроэнергии в схемах ОРУ ...... | 9 |
| 1.2 Традиционные кольцевые схемы ОРУ и таблично-логический метод расчета недоотпуска электроэнергии ……………………………………...… | 13 |
| 1.3 Совершенствование таблично-логического метода расчета недоотпуска электроэнергии схем ОРУ…………..………………………….. | 18 |
| Выводы по первому разделу………………………………………………….. | 23 |
| **2** э**НЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПУТЕМ ВВОДА ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ МЕЖДУ ЭЛЕМЕНТОМ КОЛЬЦЕВОЙ СХЕМЫ И ЕГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ**……………………………………………………….. | 24 |
| 2.1 Оценка эффективности энергосбережения традиционными кольцевыми схемами ОРУ……………………………………………………. | 24 |
| 2.2 Схемы ОРУ с дополнительным выключателем между трансформатором блока и его выключателями................................................ | 33 |
| 2.3 Схемы с дополнительным выключателем между линией электропередач и ее выключателями…………………………………………  Выводы по второму разделу………………………………………………...... | 38  43 |
| 3 ЭНЕГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПУТЕМ УДВОЕНИЯ И УТРОЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ В КОЛЬЦЕВЫХ СХЕМАХ ОРУ………………….. | 45 |
| 3.1 Ввод дополнительного выключателя в кольцевые схемы последовательно к каждому из имеющихся….………………………………  3.2 Утроение выключателей………………………………………………….. | 45  52 |
| 3.3 Сопоставление разработанных и традиционных схем по эффективности энергосбережения………………………………………….... | 58 |
| Выводы по третьему разделу............................................................................. | 62 |
| [**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**](#bookmark22)................................................................................................. | 63 |
| [**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**](#bookmark23)....................................  **ПРИЛОЖЕНИЕ А** – Пример расчета недоотпуска электроэнергии в традиционной схеме ОРУ четырехугольник электростанции……………... | 64  68 |
| **ПРИЛОЖЕНИЕ Б** – Пример расчета эффективности энергосбережения предлагаемой схемы ОРУ четырехугольник электростанции………………  **ПРИЛОЖЕНИЕ В** – Патенты.......................................................................... | 73  76 |

**НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Термины и определения.

ГОСТ 27.301-95. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения.

ГОСТ 24291-90. Электрическая часть электростанций и электрической сети. Термины и определения.

ГОСТ 17703-72. Аппараты электрические коммутационные. Основные понятия. Термины и определения.

СТО 56947007-29.240.01.271-2019. Стандарт организации ПАО   
«ФСК ЕЭС» Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований. Стандарт организации.

**ОПРЕДЕЛЕНИЯ**

В настоящей диссертации применяют следующие термины с соответствующими определениями:

**Надежность** – свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования [1].

**Расчет надежности** – процедура определения значений показателей надежности объекта с использованием методов, основанных на их вычислении по справочным данным о надежности элементов объекта, по данным о надежности объектов-аналогов, данным о свойствах материалов и другой информации, имеющейся к моменту расчета [2].

**Главная электрическая схема электростанции (подстанции)** – схема соединений основного оборудования электрической части электростанции (подстанции) с указанием типов и основных электрических параметров оборудования [3].

**Выключатель** –коммутационный электрический аппарат, имеющий два коммутационных положения или состояния и предназначенный для включения и отключения тока [4].

**Открытое распределительное устройство** – распределительное устройство, все или основное оборудование, которого расположено на открытом воздухе [5].

**Кольцевая схема** – эта схема, выключатели которой соединены между собой, образуя кольцо. Каждый элемент – линия, трансформатор присоединяется между двумя соседними выключателями [6].

**Энергосбережение** (экономия энергии) – реализация научных, технических и экономических мер, направленных на эффективное (рациональное) использование (и экономное расходование)   
топливно-энергетических ресурсов [7].

**Эффективность** – достижение каких-либо определенных результатов с минимально возможными издержками или получение максимально возможного объема продукции из данного количества ресурсов [8].

**ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

|  |  |
| --- | --- |
| ОРУ | – открытое распределительное устройство |
| ЭС | – электрическая станция |
| ВВ | – воздушный выключатель |
| ЭВ | – элегазовый выключатель |
| АПВ | – автоматическое повторное включение |
| КЗ | – короткое замыкание |
| УРОВ | – устройство резервирования отказа выключателя |
| УКЗ | – устойчивое короткое замыкание |
| НУКЗ | – неустойчивое короткое замыкание |
| ОВ | – отказ выключателя |
| БЛ  ЛЭП | – блок  – линия электропередач |
| КОКСОН | – Комитет по обеспечению качества в сфере образования и науки |

**ВВЕДЕНИЕ**

**Актуальность проблемы**. Одной из задач электроэнергетики является уменьшение недоотпуска электроэнергии на электростанциях. Одной из причин недоотпуска являются отказы элементов схем открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 330-750 кВ. Вопросами надежности этих схем занимались Балаков Ю.Н., Грудинский П.Г., Гук Ю.Б., Двоскин Л.И., Мисриханов М.Ш., Непомнящий В.А., Околович М.Н., Синьчугов Ф.И., Тремясов В.А., Фокин Ю.А., Шунтов А.В. и др.

Анализ литературы показал, что в течение последних 50 лет схемы ОРУ электростанций остаются неизменными и основным направлением их совершенствования в мире является замена воздушных выключателей на элегазовые и вакуумные. Частота отказов элегазовых на 10-35% ниже, чем у воздушных. Замена воздушных на элегазовые дает уменьшение недоотпуска электроэнергии на 2,3-8,3% (оценка проводилась таблично-логическим методом расчета, приведена в разделе 2). Однако, при низких температурах элегазовые часто отказывают [9], и, иногда, это приводит к катастрофическим последствиям, как например, к отключению атомной станции в США в 2018 году [10]. В тоже время, для воздушных выключателей, которые уже перестали выпускать, такая проблема отсутствует. В связи с изложенным энергосбережение на ОРУ только путем разработки новых выключателей, едва ли, можно считать весьма эффективным. Поэтому отыскание путей повышения эффективности энергосбережения на ОРУ представляется актуальным.

**Объектом исследования** является энергосбережение на электростанциях.

**Предмет исследования** – энергосбережение на ОРУ электростанций с кольцевыми схемами.

**Связь темы диссертации с общенаучными (государственными) программами**. Тема инициативная и связана с выполнением Г/Б НИР  
№66-кму-2/1 от 24.02.2021 года «Энергосбережение путем разработки новых схем открытых распределительных устройств электрических станций»  
(ИРН АР09058249) в рамках грантового финансирования молодых ученых по научным и (или) научно-техническим проектам на 2021-2023 годы.

**Цель работы** – повысить эффективность энергосбережения на электростанциях с кольцевыми схемами ОРУ, совершенствуя эти схемы.

**Для достижения цели** **были поставлены и решены следующие задачи:**

– выбрать метод оценки недоотпуска электроэнергии из-за ненадежности кольцевых схем ОРУ и усовершенствовать его;

– разработать алгоритм и программу расчетов по усовершенствованному методу;

– отыскать новый путь энергосбережения на электростанциях с кольцевыми схемами ОРУ;

– разработать новые кольцевые схемы ОРУ электростанций;

– обосновать целесообразность их использования.

**Методы исследования.** При выполнении решения поставленных задач в диссертации использовались методы теории вероятностей, статистики, теории надежности и таблично-логический метод расчета недоотпуска электроэнергии.

**Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждаются:** грамотным использованием фундаментальных положений теоретических основ электротехники, теории надежности, построения электрических станций и релейной защиты, а также апробацией в виде публикаций; получением двух патентов в Республике Казахстан и двух в Российской Федерации.

**Научная новизна работы:**

1. Предложено повышать эффективность энергосбережения на электростанциях с кольцевыми схемами ОРУ напряжением 330-750 кВ путем ввода дополнительного выключателя: 1) между трансформатором блока и его двумя выключателями; 2) последовательно к каждому из имеющихся в традиционной схеме; 3) в горячий резерв параллельно последовательно включенным (по предыдущему способу).

2. Математически на основе использования уточненного нами таблично- логического метода расчетов недоотпуска электроэнергии обоснована целесообразность этих способов.

3. Этот метод уточнен путем учета неустойчивых коротких замыканий на линиях электропередач, наложения аварийных ситуаций и современной модели надежности выключателей. Разработан (совместно с Барукиным А.С. и   
Әмірбек Д.Ә.) алгоритм расчета.

**Новые научные результаты работы:**

1. Показано, что при реконструкции схем ОРУ с блоками без генераторных выключателей первый и второй способ эффективнее, чем замена воздушного выключателя на элегазовый, а при проектировании эффективнее третий способ.

2. Разработаны новые схемы ОРУ треугольника, пятиугольника и шестиугольника (они запатентованы).

3. Создана возможность рассчитывать эффективность энергосбережения нестандартных кольцевых схем ОРУ. Построены алгоритм и программа усовершенствованного таблично-логического метода.

**Практическая значимость научных результатов:**

1. Новые схемы ОРУ с блоками без генераторных выключателей дают возможность повысить эффективность энергосбережения при реконструкции по первому способу в большей степени, чем замена воздушного выключателя на элегазовый, по второму – в четырехугольнике и при напряжении 330 кВ в пятиугольнике (по третьему – при проектировании электростанций).

2. При проектировании, если использовать элегазовые и генераторные выключатели, предложенные схемы дают возможность уменьшить в сравнении с традиционными затраты на сооружение электростанций по первому способу на 0,3-1,3%, по второму – 2,2-6,6%, а по третьему – 4,1-10,2%.

3. Замена воздушного выключателя на элегазовый при наличии генераторных выключателей эффективнее только для схемы «шестиугольник» с напряжением 750 кВ.

4. Упомянутый (в третьем пункте научной новизны) учет позволяет уточнить результаты расчетов по таблично-логическому методу на 5-10%.

**Практическая ценность работы:**

1.Предложенные кольцевые схемы ОРУ, в сравнении с традиционными, дают возможность уменьшить затраты на сооружение электростанций с элегазовыми и генераторными выключателями в блоках при проектировании: по первому способу на 0,3-1,3%, по второму – 2,2-6,6% и третьему – 4,1-10,2%. При реконструкции, когда нет генераторных выключателей, подключение дополнительного элегазового выключателя между трансформатором блока и его двумя воздушными позволит уменьшить недоотпуск электроэнергии на   
6,3-12,4%, а замена воздушного на элегазовый – 2,3-3,9%.

2. При этом окупаемость дополнительных капиталовложений предлагаемых схем 2-4 месяца.

3. Новые алгоритм и программа расчета позволяют рассчитывать недоотпуск электроэнергии не только традиционных схем (как программа «TOPAS» разработанная под руководством Гука Ю.Б.), но и предложенных и делать это немного точнее.

**К защите представляются:**

1. Новые кольцевые схемы ОРУ электростанций.

2. Алгоритм, программа и результаты расчетов недоотпуска электроэнергии, ущерба при реконструкции и затрат при сооружении традиционных и предложенных кольцевых схем ОРУ на электростанциях.

3. Выводы из анализа результатов расчетов.

**Апробация работы.** Основные положения диссертации докладывались на Международной научной конференции «ХIХ Сатпаевские чтения» (Павлодар, 2019), 37-ой Международной научно-практической конференции «Технические науки: Проблемы и решения» (Москва, 2020) и на заседании кафедры «Электроэнергетика» НАО Торайгыров университета.

**Публикации.** Результаты исследований опубликованы в 7 научных трудах, в том числе: 5 публикаций в изданиях, рекомендуемых КОКСОН, среди которых 2 патента Республики Казахстан, 2 патента Российской Федерации и статья в научном журнале «Вестник Торайгыров университет»; две публикации в материалах международных конференций. В публикациях в соавторстве личный вклад соискателя составляет – не менее 65%.

**Структура и объем диссертации.** Диссертация состоит из введения, трех разделов, заключения и трех приложений. Работа изложена на 67 страницах компьютерного текста, включает 11 рисунков, 13 таблиц. Список использованных источников состоит из 66 наименований.

**1 МЕТОДЫ РАСЧЕТА НЕДООТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМАХ ОРУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**1.1 Обзор методов расчета недоотпуска электроэнергии в схемах ОРУ**

Для оценки недоотпуска электроэнергии из-за ненадежности схем ОРУ могут применяться разные методы расчета, основанные на теории вероятности [11]. К ним относятся: логико-вероятностный (дерева-отказов, вероятностный, таблично-логический), логико-аналитический, топологический метод, метод минимальных путей и сечений, вероятностная экономико-математическая модель, режимная надежность. Каждый метод имеет свои особенности в зависимости от формы представления логических связей определяется вид математических моделей для получения численных оценок показателей надежности [12]. Объектом может быть сборочная единица, деталь, компонент, элемент, устройство, функциональная единица, оборудование, изделие, система, сооружение [1, с. 2].

В данной работе под объектом исследования будем понимать энергосбережение электростанций для схем ОРУ (треугольник, четырехугольник, пятиугольник и шестиугольник). Выполняемые исследования эффективности энергосбережения схем ОРУ направлены на уменьшения ущерба наносимого системе, который зависит от величины аварийного недоотпуска электроэнергии W. Последняя величина является показателем энергосбережения единой энергетической системы и ее составляющих [13]. Ее величина зависит от расчетных показателей надежности (частот расчетных аварий и времени восстановления функционирования).

Оборудование электроэнергетических установок в течение времени может отказывать [14]. Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта [1, с. 5; 15]. Моделью отказа считается математическое представление процесса появления отказа. Такие модели и используются для определения показателей надежности [2, с. 3].

*Логико-вероятностные модели* расчета рассмотрены в работах Гука Ю.Б. и Трубицына В.Н. [16, 17]. Метод, в котором структурная модель в электроэнергетике описывается средствами математической логики (функции алгебры логики), а количественная оценка надежности осуществляется с помощью теории вероятности. Используя функции алгебры логики (ФАЛ), можно описать множество возможных состояний системы. Для описания логических связей между элементами используются знаки конъюнкции (˄) и дизъюнкции (˅) и логические операции И и ИЛИ [17, с. 65]. Согласно [16, с. 94] расчет данного метода осуществляется с помощью «дерева отказов». Способ «дерева отказов» – это графическое представление связей между отказами оборудования и аварийными ситуациями. В этом способе реализован дедуктивный метод (причины-следствие). В рассматриваемых схемах ОРУ этот способ можно применять при малом числе видов отказов. С помощью анализа работы схемы при отказах и повреждениях ее элементов строится дерево отказов в виде событий и состояний. Возможность перехода от логических функций к формулам для определения показателей надежности можно осуществить по простым правилам применяя известные знаки  и +. В схемах с большим числом элементов увеличивается количество отказов, что ведет к увеличению количества деревьев. Как следствие, повышается вероятность ошибки и сказывается на количестве расчетов. Также ошибка возможна в анализе промежуточного или первичного события при составлении простого высказывания. Это способно приводить к большим погрешностям при оценке показателей надежности схем ОРУ [18].

*Вероятностный метод* отображен в работах Синьчугова Ф.И. [19]. Книга автора Синьчугова Ф.И. является фактически одной из первых по расчету надежности схем электрических соединений. Порядок расчета следующий. Намечаются расчетные участки, перемычки и взаимосвязанные элементы для нормального режима работы схемы. Затем намечается расчетный путь (кратчайший), соединяющий расчетный объект (РО) с одним из источников питания. Далее, поочередно рассматривая отключенные элементы, лежащие на произвольно выбранном расчетном пути, проверяют нарушается ли при этом электроснабжение РО. Элементы и объединяющие их выключатели, отключение которых приводит к нарушению электроснабжения РО, будут составлять расчетные участки. Пары элементов, при отключении которых будет нарушаться электроснабжение РО, будут вместе с объединяющим выключателем составлять расчетные перемычки, состоящие из двух элементов. Выделяются взаимосвязанные элементы, один из элементов которых лежит на расчетном пути, и проверяется, нарушение электроснабжения РО при одновременном отключении взаимосвязанных элементов. Взаимосвязанные элементы, одновременное их отключение будет приводить к нарушению электроснабжения РО, являются расчетными взаимосвязанными элементами [19, с. 64]. Для каждого из расчетных режимов работы схемы рассчитывается частота повреждений аварийной потери и вероятность аварийного простоя элементов расчетного участков, перемычек и взаимосвязанных элементов. В итоговом расчете определяется результирующая частота аварийной потери, вероятность и длительность аварийного простоя РО в расчетных режимах [19, с. 69-70].

Для сравнительной оценки надежности схем ОРУ возможно использовать готовые формулы (упрощенная методика). Это приближенное определение вероятностей ремонтных режимов, так как учитываются только плановые ремонты оборудования без учета вероятностей его аварийного простоя [19, с. 71].

*Таблично-логический метод* [12, с. 122; 16, с. 106] расчета недоотпуска электроэнергии относится к логико-вероятностному анализу. Данный метод построен на идее табличного метода проектировщика Таривердиева В.Д. [20]. Формализован Гуком Ю.Б. [14, с. 87; 21, 22], а его программное обеспечение выполнено Каратуном В.С., Синенко М.М., Тремясовым В.А. [23]. Применяется при большом количестве разновидности отказов рассматриваемой схемы ОРУ. В данном методе можно учесть все виды аварийных ситуаций, приводящие к кратковременным и длительным перерывам электроснабжения. Отказы элементов при анализе схем ОРУ записываются в таблицу в виде кода, как аварии с определенной степенью нарушения работоспособности схемы: потеря блока, линий электропередач (ЛЭП), уменьшение располагаемой или выдаваемой мощности [16, с. 109]. В результате анализа схем вычисляются частоты аварий и длительность восстановления после аварии, а по ним определяется аварийный недоотпуск электроэнергии [12, с. 124].

*Логико-аналитический метод,* изложенный в [16, с. 90], предлагается для схем с последовательным и параллельным соединением элементов. Данный метод применим для сетей с радиальной и магистральной схемой питания нагрузок. Приведенные в методе формулы позволяют определять для эквивалентных элементов частоту и длительность отключений всевозможных нагрузок. Для каждой нагрузки или нескольких нагрузок составляются расчетные схемы, учитывающие любые виды отключений. В расчетной схеме учитываются кратковременные отключения от релейной защиты соединяющихся последовательно элементов. Тут отказ любого элемента означает отказ всей цепи [16, с. 91]. Для длительных отключений составляются расчетные схемы для каждого режима в которой схема меняется. Они имеют последовательные и параллельные цепи и включают все элементы сети. В итоге определяется частота кратковременных и длительных отключений. В случае усложненных схем, для учета ремонтов, лучше использовать таблично-логический метод расчета [12, с. 84-86].

*Топологический метод* предполагает определение вероятностей состояний схемы ОРУ в условиях неопределенности параметрической частотной и интегральной оценки, непосредственно из графа переходов и состояний. При этом схема представляется в виде графа, где узлами являются генераторы, трансформаторы, сборные шины и линии, а ветвями – выключатели. Выявляются отключившиеся узлы и их вид при совпадении отказов узлов и ветвей с режимами коммутации в нормальных и ремонтных режимах [12, с. 130].

Для нормального режима определяется число конъюнкций первого порядка C1(k), идентифицируемых как авария вида k, для ремонтов – число конъюнкций второго порядка C2(k). Число конъюнкций в каждой схеме C1=n ветвей, C2=nm, где n – число узлов и ветвей, m – число ремонтных режимов; , если часть узлов ремонтируется вместе с ветвями; , если часть узлов ремонтируется раздельно – по одному или в составе блоков. Топологический анализ схемы осуществляется с помощью матрицы связанности, которая содержит столько строк, сколько в схеме ветвей (выключателей). Число столбцов матрицы равно двум. Она описывается массивами, соответствующими начальному этапу развития аварии и этапу ее локализации. Любой член массивов отражает состояние одного из присоединений схемы при повреждении ее *i-*го элемента в *j*-м режиме. Формирование массивов – это логическая операция, основанная на анализе матрицы связанности и трансформированных матриц, отражающих связи схемы в исходном, аварийном и послеаварийном режимах. Анализ матрицы производится с применением программного комплекса. В итоге определяется число конъюнкций и частота расчетных аварий [12, с. 131-135].

*Метод минимальных путей и сечений* приводится в работах Фокина Ю.А. [24, 25]. Метод заключается в определении показателей надежности принципиальной электрической схемы с элементами без учета их характеристик режимов работы. Граф переходов и состояний показывает функциональную связь между элементами схемы [24, с. 103]. Для определения минимальных путей и сечений существуют аналитические, логико-цифровые методы. Для аналитического можно использовать квазиминорный метод [26], для логико-цифрового – метод основанный на использовании матрицы расчетного графа, т.е. уплотненной матрицы непосредственных путей. Для определения всех путей между двумя вершинами графа используется метод разветвления или метод поиска с возвращением [24, с. 102-108]. Для этого находится путь от вершины источника питания к узлу нагрузки и определяются ответвления от него, они и являются новыми путями. Для расчета используется матрица непосредственных путей, представленная в уплотненном виде. Для схем со значительным числом элементов для определения минимальных путей используется логико-цифровой метод, которым не просто вести расчеты и применяя ЭВМ. Все состояния учитываются с помощью графов. В конечном итоге находится результирующая вероятность всех состояний отказа и работоспособности [25, с. 108-120].

Последовательность расчета выполняется так, чтобы построить матрицу путей, столбцами которой являются элементы, а строками – пути схемы. В результате столбцы складываются находятся все сечения имеющие отношения к рассматриваемому узлу. Такая очередность расчета дает возможность найти показатели надежности, не пренебрегая надежностью всех узлов. Затем находятся показатели надежности схемы имеющие отношения к узлам нагрузки. Ущерб можно определять по показателям надежности по времени его восстановления [27].

*Вероятностная экономико-математическая модель* надежности (согласно [28]) дает возможность рассчитать главные характеристики надежности электроэнергетических систем в зависимости от мощности и места расположения генераторов, сложности сети и ее состояния. Эту модель ориентировочно можно применить для схем ОРУ.

Эта модель расчетов состоит [28, с. 144]:

1. Оценка пропускной способности электрической сети, улучшение режимов и ее функционирование.

2. Расчет вероятности уменьшения нагрузок и недоотпуска электроэнергии и наконец определение результирующих показателей надежности схем электрической сети.

3. Оптимизация уровня надежности электроснабжения.

На основании схемы электрических соединений анализируются влияние отказов элементов на исследуемые узлы схемы. Определение последовательно соединенных (по надежности) элементов и их объединение в группы с параллельной структурой соединений, отказ каждой из которых приводит к полному отказу (отключению) схемы. При вычислении показателей надежности этих групп учитываются совпадение аварийных ремонтов всех параллельно соединенных элементов, а также отказы одних элементов во время плановых ремонтов других элементов группы [28, с. 181]. Разработанная математическая модель подробно представлена в [28, с. 189; 29]. В рамках обзорного анализа приведены обобщенные выводы по ее реализации. Его работы посвящены анализу распределительных и магистральных сетей, а также участки системы электроснабжения [29, с. 10].

*Режимная надежность в электроэнергетике* [30]. Авторами метода рассмотрены статическая и динамическая режимная надежность. Методы их оценки можно разделить на приближенные (прямые методы – метод Ляпунова, метод на основе энергетического критерия, т.е. режим устойчив, если производная от избыточной энергии по определяющему параметру отрицательна [31]), и методы полного моделирования (численное интегрирование по всем временным интервалам) [32]. Они включают численное решение систем нелинейных дифференциальных и алгебраических уравнений переходных процессов с детальным представлением системы для всех значимых нарушений его режима работы. Расчет режимной надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) следующий [30, с. 91]:

1. Подготовка исходной схемы (модели) ЭЭС.

2. Подготовка перечня возможных возмущений (состояний) ЭЭС.

3. Анализ режимов сформированных состояний ЭЭС.

4. Анализ чувствительности сети к возмущению и формирование дополнительных возмущений.

5. Расчет показателей режимной надежности ЭЭС.

В приближенном методе используют только несколько показателей надежности: матрицу чувствительности, коэффициенты распределения, показатели, получаемые для быстрого расчета потокораспределения и т.п. Такой подход дает возможность уменьшить количество критических ситуаций ЭЭС, которые исследуются при моделировании [30, с. 91].

Анализ недостатков рассмотренных методов расчета изложен в [33, 34] и представлен в выводах по первому разделу. На основе этого для оценки недоотпуска электроэнергии из-за ненадежности схем ОРУ ЭС выбран таблично-логический метод.

**1.2 Традиционные кольцевые схемы ОРУ и таблично-логический метод расчета недоотпуска электроэнергии**

Кольцевые схемы ОРУ с числом присоединений до шести, включительно, применяются на электростанциях напряжением 110-750 кВ [35]. На рисунке 1.1 представлены схемы ОРУ треугольника, четырехугольника [6, с. 338; 36, 37], пятиугольника [37, с. 61] и шестиугольника [6, с. 338; 38].

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

а б

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

в г

а – четырехугольника; б – шестиугольника; в – треугольника; г – пятиугольника

Рисунок 1.1 – Традиционные кольцевые схемы ОРУ

Недостатками этих схем являются потеря двух присоединений в случаях отказа выключателя в отключении КЗ на элементе и внезапные отказы типа «КЗ в обе стороны», а в схеме треугольника к кратковременному (длительному) погашению распределительного устройства (РУ). При плановом или аварийном ремонте одного из двух выключателей, к которому подключено одно из присоединений, что при отказе второго выключателя приводит к отключению этого присоединения на время ремонта одного из выключателей. В обоих случаях отказы выключателей ведут к дефициту мощности в энергосистеме (также возможно нарушение ее устойчивой работы из-за потери блока) и, как следствие, к недоотпуску электроэнергии конечным потребителям.

На рисунке 1.2 представлена схема четырехугольника со всеми выключателями.

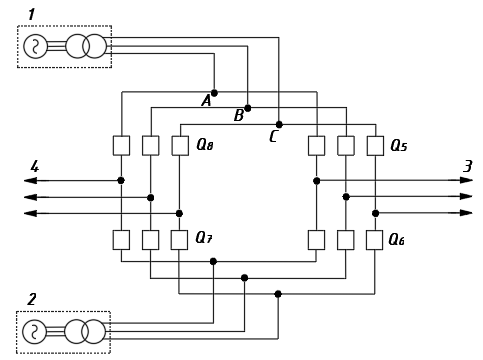


Рисунок 1.2 – Схема четырехугольника со всеми выключателями

Таблично-логический метод заключается в анализе надежности схем ОРУ с учетом возможных режимов работы (нормального, ремонтного), отказов присоединений и коммутационной аппаратуры с помощью формализованной записи логических связей совпадений (конъюнкций) указанных режимов и событий с результатом совпадений – авариями того или иного вида. Получение расчетных выражений для частоты  аварий и длительности  восстановления схемы основан на последовательном применении формулы полной вероятности при рассмотрении множества возможных конъюнкций  
[14, с. 87]. К отличительным особенностям данного метода относятся не учет разъединителей при анализе работы схемы (за исключением отсутствия выключателей), а также использование упрощенных моделей отказов выключателей [12, с. 123].

В настоящее время в мировой практике при оценке надежности схем ОРУ широко используется упрощенная модель отказов выключателя [39]. Все отказы считаются отказами с развитием аварии типа «КЗ в обе стороны»,  (где  – суммарная частота отказов выключателя, 1/год). Однако, использование такого подхода противоречит статистике отказов выключателей (например, [40]) и это не позволяет получить объективную оценку ее надежности для рассматриваемой схемы ОРУ. Учитываются только устойчивые КЗ (неуспешное АПВ). Оба случая являются недостатками данного метода.

*Последовательность расчета таблично-логическим методом* *схем ОРУ* [14, с. 92]:

1. Все элементы рассматриваемой схемы – блоки генератор-трансформатор, трансформаторы связи, линии электропередачи, секции сборных шин и выключатели получают номера *i*: 1, 2, 3, …, *n*. Для каждой группы однотипных элементов заполняется таблица исходных данных вида  (здесь  – частота отказов *i*-го элемента, 1/год; – длительность восстановления, год; – вероятность планового ремонта, о.е.).

2. Составляется список *j*-х расчетных режимов работы схемы, отличающихся составом находящихся в работе элементов. Рассматриваются: аварийные, плановые ремонты *i*-х элементов и нормальный режим. Их относительная длительность:

, , . (1.1)

Количество зеркальных режимов зависит от количества одинаковых элементов, находящихся в *j* режиме с одинаковыми кодами аварий.

3. Составляется таблица расчетных логических связей отказов *i*-ых элементов, *j*-х режимов и *k*-х аварий, которая представляет собой матрицу, где на пересечении столбца *j* и строки *i* записан буквенно-цифровой код аварии *k* (указывается состав отключаемых элементов и теряемая мощность). По продолжительности аварии разделяются на кратковременные  и длительные  (индексы “о.п.” и “в.р.” означают оперативные переключения и восстановительный ремонт, соответственно). Возможна запись двух кодов через косую черту , что означает переход от кратковременного нарушения работоспособности схемы к длительному (менее серьезному нарушению). Для записи кодов аварии в *j*-ом режиме при локализации повреждений *i*-го элемента схемы считается, что отключаются все примыкающие к нему выключатели. При отказе выключателя в отключении КЗ на поврежденном *i*-ом элементе считается, что выключатели, смежные отказавшему отключаются (частота такого отказа ). С помощью таблицы расчетных логических связей определяют частоту *k*-ой аварии и длительность  восстановления схемы.

По формуле из [14, с. 93] рассчитывается частота *k*-ой аварии

 (1.2)

где конъюнкция , если в таблице значения теряемой мощности общей для *j*-го столбца и *i*-ой строки указывается код *k* (в остальных случаях 0).

4.  с кодом  определяется по выражению [14, с. 93]

. (1.3)

Для аварий с кодом  средняя длительность восстановления схемы  [11, с. 94]. Если при *k*-ой аварии происходит отключение одного или нескольких блоков, то к длительности восстановления  добавляют время, необходимое для пуска всех отключенных блоков. Согласно [41] различают следующие режимы пуска блоков: из горячего, неостывшего, холодного и близких к нему состояний. Время пуска блоков зависит от времени простоя и принимается по [41, с. 29].

5. Суммарный годовой недоотпуск электроэнергии [16, с. 111]:

(1.4)

где  и  – мощности, теряемые при аварийных отключениях в схеме, за вычетом возможного увеличения мощности оставшихся в работе блоков и трансформаторов связи.

Значение  используется для определения ожидаемого экономического ущерба наносимого системе [11, с. 97; 42]:

, (1.5)

где  удельный ущерб энергосистемы, тг./кВт·ч,  руб./кВт·ч согласно [43, 44] (согласно текущему курсу рубля к тенге (тг.) 1руб=5,72 тг.,  тг./кВт·ч).

Критерием выбора оптимального варианта сооружения электростанций с учетом надежности функционирования схемы ОРУ является определение минимума расчетных приведенных затрат [11, с. 77; 12, с. 99]:

, (1.6)

где 0,204 – коэффициент, учитывающий эффективность капиталовложений, а также отчисления на амортизацию и обслуживание;

 – суммарные капиталовложения проектируемой электростанции, тг.

**1.3 Совершенствование таблично-логического метода расчета недоотпуска электроэнергии схем ОРУ**

Как упоминалось ранее (параграф 1.1) была выполнена программная реализация метода. С помощью пакета прикладных программ «TOPAS» можно рассчитать недоотпуск электроэнергии из-за ненадежности схем ОРУ. Исходными данными по отказам элементов является база данных из программы «TOPAS», вводятся только нормально включенные выключатели, два выключателя не могут следовать друг за другом непосредственно без узла. Рассматриваются лишь единичные отказы элементов и отказы одного элемента во время планового ремонта другого. В базе данных только воздушные выключатели. К рассмотрению подлежат, только устойчивые короткие замыкания на ЛЭП [45]. Все это является недостатками данной программной реализации.

Рассмотрим подробнее модель отказа выключателя. Доля их повреждаемости из всех элементов РУ электроустановок составляет 30% и более [46]. Существуют две модели отказов выключателей: упрощенная и уточненная [46, с. 41; 47]. По [40, с. 77; 46, с. 43; 48-50] выделяют следующие виды отказов:

а) повреждения находящегося под напряжением выключателя без проведения операций, приводящие к КЗ с развитием аварии, выражающимся в автоматическом отключении всех элементов сети, питающих точку КЗ, к таким отключениям относится перекрытие изоляции со стороны питающих элементов;

б) повреждения находящегося под напряжением выключателя без проведения операций, не приводящие к развитию аварии (ложные включения и отключения выключателя в периоды безаварийной работы присоединенных к нему элементов, перекрытие изоляции со стороны питаемых через выключатель элементов);

в) отказы выключателей в действии (включение, отключение) при проведении оперативных (плановых) переключений;

г) в отключении, когда КЗ в элементах, подключенных к данному выключателю;

д) отказы выключателя в автоматическом включении под воздействием устройств АПВ и других устройств автоматики.

Модель отказа выключателей согласно [40, с. 84; 46, с. 43] делится на следующие структуры с долей отказов от общей частоты:

а) статическое состояние (КЗ в обе стороны), средневзвешенное значение которых составляет 22,8%;

б) оперативные переключения 37,5%;

в) отключение коротких замыканий 39,7%.

В своей книге [12, с. 113] автор таблично-логического метода Гук Ю.Б., рассматривает в модели надежности выключателя следующие доли отказов:

а) КЗ на выключателе (КЗ в обе стороны), средняя доля которых составляет 65% от общей частоты отказов;

б) выявленных при обходах и осмотрах (35%).

Однако в примерах расчета, рассмотренных в [12, с. 125; 14, с. 111], учитываются только отказы КЗ на выключателе (полной частотой отказа λВ), что на наш взгляд, не позволяет в полной мере учесть влияние надежности выключателя на надежность схемы ОРУ в целом.

Заметное расхождение данных по моделям отказа выключателя двух авторов [12, с. 113; 40, с. 84]. Обе модели отказов выключателя могут применяться в принятом методе. Однако, предлагается учитывать новую уточненную модель отказа выключателя при расчете таблично-логическим методом. По литературе [12, с. 113] долю внезапных отказов КЗ на выключателе принимаем 65%, согласно [40, с. 84] отказ в отключении КЗ – 35%. Из этой доли отказа в отключении КЗ по расчету согласно [12, с. 94] долю отказа выключателя во включении от автоматического повторного включения (АПВ) принимаем 3%. Тогда, новая уточненная модель отказа выключателя учитывается следующими параметрами: частотой отказов с развитием аварии типа «КЗ в обе стороны» ; вероятностью отказа выключателя в отключении КЗ на элементе  и включения от АПВ при неустойчивом КЗ на ЛЭП , здесь  – рассматриваемый период, равный 1 году.

Анализ метода показал, что он может быть усовершенствован не только использованием новой уточненной модели отказа выключателя, но и помимо устойчивых повреждений  учитывать неустойчивые    
(в настоящее время не учитываются), что также позволит более точно оценивать недоотпуск электроэнергии от ненадежности схем ОРУ. На основе усовершенствования таблично-логического метода расчета совместно с Барукиным А.С. и Әмірбек Д.Ә. разработан алгоритм и программа расчета недоотпуска электроэнергии от ненадежности кольцевых схем ОРУ электростанций. На рисунке 1.3 приведена блок-схема алгоритма расчета.

Блок-схема алгоритма согласовано с последовательностью расчета таблично-логического метода, приведенного в параграфе 1.2.

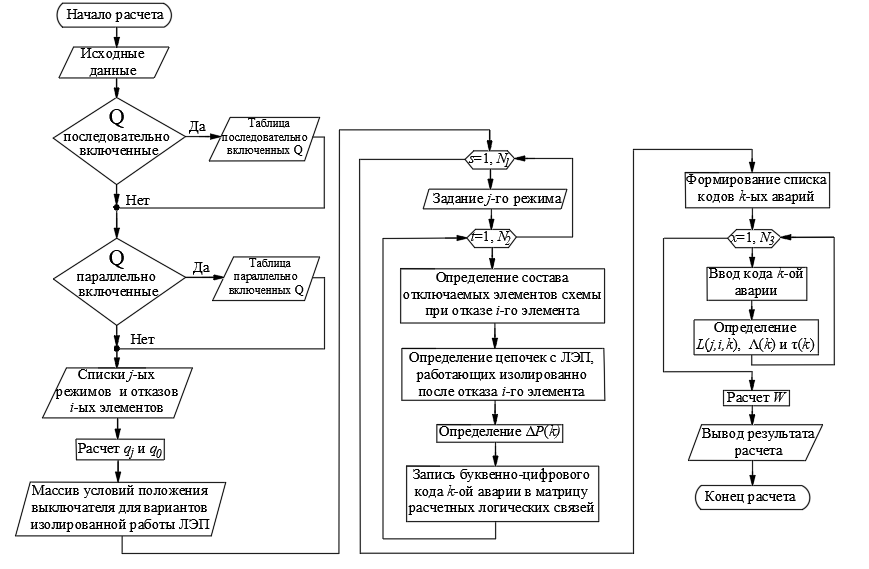


Рисунок 1.3 – Блок-схема алгоритма расчета

Исходными вводимыми данными для расчета являются: тип станции; номинальное напряжение ОРУ (кВ); количество блоков генератор-трансформатор и трансформаторов связи, номинальные активные мощности (МВт) каждого блока и трансформатора; количество линий электропередачи (ЛЭП), а также длина (км) и пропускная способность (МВт) каждой из них; количество секций сборных шин и присоединений на каждой из них; количество выключателей и их тип (воздушный или элегазовый). Далее нумеруются элементы и узлы схемы, и заполняется таблица  (пункт 1 методики расчета, параграф 1.2). Под узлом понимается такая совокупность элементов схемы, при которой локализация повреждения любого из них приводит к одинаковым изменениям схемы коммутации. Элементами матрицы, позволяющей описать связь узлов схемы между собой, являются числа , где  – номер выключателя, связывающего узлы  и  (если связь между узлами отсутствует, то ). Нумерация элементов сквозная, сначала блоки, далее присоединения ЛЭП и выключатели. Узлы нумеруются отдельно. Пример нумерации элементов и узлов показан на рисунке 1.4.

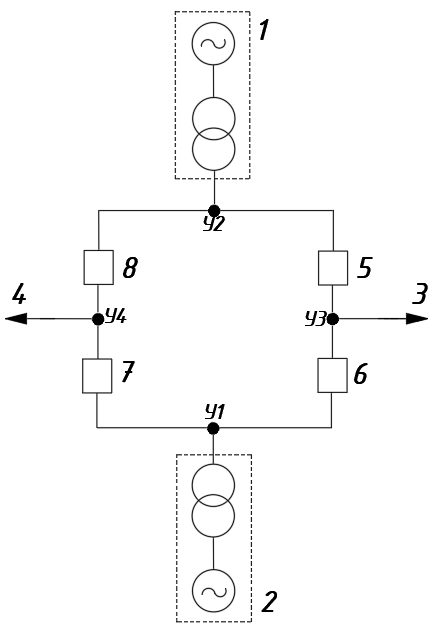


Рисунок 1.4 – Нумерация элементов и узлов схемы четырехугольник

Максимальное вводимое количество узлов в схеме – не больше 100; число блоков и ЛЭП – не больше 20; число выключателей – не больше 100; число трансформаторов связи – не больше 10; число сборных шин – не более 8.

При наличии последовательно включенных или нормально-отключенных выключателей в горячем резерве, подключенных параллельно основным выключателям схемы, Пользователю необходимо заполнить таблицу последовательно включенных или находящихся в горячем резерве выключателей (при отсутствии таковых этот шаг пропускается). Строки таблицы выключателей в горячем резерве из трех столбцов представляют собой последовательную запись номера первого основного выключателя, номера второго основного выключателя (если рассматривается цепочка из двух последовательно соединенных выключателей; в противном случае ставится 0) и номера выключателя в горячем резерве. Далее Пользователь вводит списки из  рассматриваемых *j*-ых режимов работы и  рассматриваемых отказов *i*-ых элементов, после чего программа рассчитывает относительные длительности  и .

Путем анализа схемы Пользователю необходимо сформировать массив условий положения (включен или отключен) выключателей схемы, при выполнении которых возможны следующие варианты изолированной работы ЛЭП после повреждения *i*-го элемента и его локализации. Рассмотрению подлежат следующие варианты изолированной работы: 1 ЛЭП работает на 1 или 2 блока (на 1 или 2 трансформатора); 1 ЛЭП работает на 1 блок и 1 трансформатор; 2 ЛЭП работают на 1 блок (на 1 трансформатор). После этого запускается основной цикл заполнения матрицы расчетных логических связей (пункт 3 методики расчета), при котором Пользователю  раз будет предложено задать *j*-ый режим (нормальный, ремонтный). Это осуществляется вводом в соответствующей матрице 1 для включенных в этом режиме элементов и 0 для отключенных (находящихся в аварийном или плановом ремонте). Далее для каждого из заданных  *j*-ых режимов запускается вложенный цикл записи буквенного-цифрового кода *k*-ой аварии для каждого из  рассматриваемых отказов *i*-ых элементов. После завершения цикла заполнения матрицы расчетных логических связей формируется список из  кодов *k*-ых аварий. Запускается цикл с количеством шагов от 1 до  по определению числа конъюнкций частоты  *k*-ой аварии по (1.2) и длительности восстановления схемы  по (1.3). Когда этот цикл завершается, по (1.4) рассчитывается суммарный годовой недоотпуск электроэнергии и результат выводится на экран.

Подготовка исходных данных для схемы, содержащей 6 узлов и  
6 выключателей, занимает 0,5 ч. Продолжительность выдачи кода для одного режима составляет 5-7 сек, а расчет показателя недоотпуска электроэнергии по 15 видам аварии – 10-15 сек.

Программа реализована в Microsoft Excel с помощью языка программирования [Visual Basic](https://ru.wikipedia.org/wiki/VBA) и применения стандартных функций логических условий «ЕСЛИ», принимающих значения ИСТИНА или ЛОЖЬ в зависимости от выполнения того или иного условия. В данной программе возможен расчет недоотпуска электроэнергии из-за ненадежности схем ОРУ по исходным данным двух источников (статистики – группой авторов МЭИ и расчетных – Непомнящий В.А., Дарьян Л.А. [38, с. 37-40; 40, с. 57, с. 87, с. 89]) по отказам элементов. Возможность учета новых видов аварий (ранее не учитывались) за счет использования новой модели отказа выключателя. К ним относятся: отказы выключателя в отключении КЗ на блоке, линии, трансформаторе, шине, выключателе; отказы выключателя в автоматическом включении под воздействием устройств АПВ, неустойчивые короткие замыкания на ЛЭП. Учет новых режимов работы, которые ранее не учитывались. Возможность ввода трех выключателей, подключенных к одному узлу, двух последовательно подключенных выключателей, а также в случае параллельно подключенного (нормально отключенного) выключателя. Все это является достоинством данной программы.

**Выводы по первому разделу**

1. Рассмотренные методы расчета недоотпуска электроэнергии в схемах ОРУ имеют следующие недостатки. Метод «дерева отказов» не учитывает кратковременные и длительные отказы элементов в одном дереве, что ведет к увеличению количества деревьев. Вероятностный метод с применением готовых формул для различных схем ОРУ учитывает только плановые ремонты оборудования, без учета вероятности его аварийного простоя. В логико-аналитическом методе не учитывается реальная стратегия ремонтов оборудования. Топологический метод является весьма приближенным. Метод минимальных путей и сечений, вероятностно экономико-математическая модель и метод статической и динамической надежности очень сложны.

2. Таблично-логический метод лишен указанных недостатков. К тому же он хорошо апробирован. Поэтому выбран для сравнительной оценки недоотпуска электроэнергии в схемах ОРУ.

3. Однако он тоже имеет недостатки: учитываются только устойчивые короткие замыкания (неуспешное АПВ) на ЛЭП и используется упрощенная модель отказа выключателя, в которой все отказы выключателя сводятся к отказам типа «КЗ в обе стороны». К тому же имеющийся алгоритм и программа расчета не позволяют рассчитать недоотпуск электроэнергии в схемах ОРУ для трех выключателей подключенных к одному узлу, двух последовательных, а также в случае параллельно подключенного (нормально отключенного) выключателя. В базе исходных данных нет элегазовых выключателей.

4. Эти недостатки исключены в усовершенствованном нами варианте метода, в том числе построены новые алгоритм и программа расчета недоотпуска электроэнергии (совместно с Барукиным А.С. и Әмірбек Д.Ә.). Правильность работы программы проверена аналитическими расчетами.

5. Анализ литературы показал, что основным путем повышения эффективности энергосбережения схем ОРУ электростанций является разработка и внедрение новых выключателей. Однако, хотя частота отказов, например, элегазовых выключателей на 10-35% ниже, чем у воздушных они недостаточно надежны при низких температурах. В связи с изложенным отыскание новых путей повышения эффективности энергосбережения схем ОРУ является актуальным.

**2 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПУТЕМ ВВОДА ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ МЕЖДУ ЭЛЕМЕНТОМ КОЛЬЦЕВОЙ СХЕМЫ И ЕГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ**

**2.1 Оценка эффективности энергосбережения традиционными кольцевыми схемами ОРУ**

Для оценки эффективности энергосбережениятрадиционными кольцевыми схемами ОРУ приведенных на рисунке 1.1 применяется усовершенствованный таблично-логический метод (параграф 1.3). Рассмотрим схему четырехугольника (рисунок 1.1а) в расчетных режимах, в которых может быть потеря блока, линии, а также возможное снижение выдаваемой мощности, различные сочетания аварий от ненадежности схемы. Пусть напряжение ОРУ – 500 кВ, мощность каждого блока – 500 МВт, длина двух линий – по 400 км. Расчет проводится по исходным данным двух источников по статистическим группы авторов МЭИ и расчетным – авторами Непомнящий В.А., Дарьян Л.А. [39, с. 37-40; 40, с. 87-89; 51, 52] далее [МЭИ] и [Н]. Исходные данные по элементам схемы ОРУ четырехугольник приведены в таблице А1   
(Приложение А). Принято, что во время плановых ремонтов блока производятся плановые ремонты выключателей со стороны высокого напряжения [12, с. 165; 53, 54]. Минимально допустимое снижение выработки мощности энергоблоками принято согласно [55].

Возможны следующие расчетные режимы работы:

*– j0* – нормальный режим, без ремонтов;

*– j1* (*j2*) – аварийный ремонт блока 1 (2);

*– j3 (j4)* – плановый ремонт блока 1 (2) и Q5, Q8 (Q6, Q7);

*– j5 (j6)* – аварийный ремонт линии 3 (4);

*– j7 (j8)* – плановый ремонт линии 3 (4);

*– j9 (j10-j12)* – аварийный ремонт Q5 (Q6; Q7; Q8).

Схема ОРУ (рисунок 1.1а) работает следующим образом [56]. В *нормальном режиме j0*, выключатели Q5-Q8 включены электростанция работает на полную мощность. После того, когда произошло КЗ в блоке 1 от действия его релейной защиты (РЗ) отключаются Q5 и Q8 после чего оперативный персонал отключает разъединитель 17. Это приводит к потере мощности блока 1 () на суммарное время t1 его аварийного ремонта и пуска из холодного состояния. При КЗ в блоке 2 все аналогично. При КЗ на линии 3 от действия ее РЗ отключаются Q5 и Q6. При неустойчивом КЗ (успешное АПВ [57]), через время t2 срабатывания устройства АПВ Q5 и Q6 включаются обратно, и линия 3 подключается к схеме. После отключения устойчивого КЗ линия 3 выводится в ремонт разъединителем 19. При этом в обоих случаях происходит снижение выработки мощности блоками 1 и 2, из-за ограниченной пропускной способности оставшейся линии 4. При КЗ на линии 4 все аналогично. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q5 от действия РЗ линии 3 и блока 1 отключаются Q6 и Q8, что приводит к отключению этих присоединений. После отключения Q5 от схемы разъединителями 9 и 10, включаются Q6 и Q8, и линия 3 подключается к схеме. Из состояния горячего резерва через время t3 запускается блок 1. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q6 (Q7; Q8) все аналогично. Отказ Q5 в отключении КЗ в блоке 1 приводит к потере линии 3, так как от действия устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ) отключается Q6 (Q8 был отключен РЗ блока 1). После соответствующих оперативных переключений блок 1 и Q5 и Q8 разъединителями выводятся в ремонт, а Q6 включается обратно, и линия 3 подключается к схеме. Теряется  на время t1. При КЗ в блоке 1 (2) и отказе в отключении Q8 (Q6; Q7) все аналогично. При КЗ на линии 3 и отказе в отключении Q5 от действия УРОВ отключается Q8 (Q6 был отключен РЗ линии 3). Теряется  на время t3. После отключения устойчивого КЗ линия 3 выводится в ремонт, что приводит к снижению выработки мощности блоками 1 и 2. При КЗ на линии 3 (4) и отказе в отключении Q6 (Q7; Q8) все аналогично. При КЗ на Q5 и отказе в отключении Q6 от действия УРОВ отключается Q7 (Q8 был отключен РЗ блока 1), что приводит к потере блоков 1 и 2 () на время t3. После отключения Q5 и Q6 от схемы разъединителями, линия 3 отключается, это приводит к снижению выработки мощности блоками 1 и 2. Отказ Q5 (Q7; Q8) в отключении КЗ на Q6 (Q8; Q7) все аналогично. При КЗ на Q5 и отказе в отключении Q8 от действия УРОВ отключается Q7 (Q6 был отключен РЗ линии 3), что приводит к потере . После соответствующих оперативных переключений Q6 и Q7 включаются, линии 3 и 4 подключаются к схеме, через t3 запускается блок 2. Теряется  на суммарное время t4 ремонта выключателя Q5 или Q8 и пуска блока из холодного состояния. При КЗ на Q8 (Q6; Q7) и отказе в отключении Q5 (Q7; Q6) все аналогично. При неустойчивом КЗ на линии 3 и отказе в автоматическом включении Q5 под действием АПВ не произойдет ее потери, так как включится Q6.

*В* *режиме j1 при аварийном ремонте блока 1*последний выводится разъединителем 17. В случае КЗ в блоке 2 (как и при отказе Q6 (Q7) в отключении КЗ в блоке 2) происходит погашение станции. Теряется  на время t1. При КЗ на линии 3 (4) (как и при отказе типа «КЗ в обе стороны» Q5 (Q8)) не происходит потери мощности. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q6 (Q7) от действия РЗ блока 2 и линии 3 (4) отключаются Q7 (Q6), Q5 (Q8) теряется  на время t3. При отказе Q6 (Q7) в отключении устойчивого и неустойчивого КЗ на линии 3 (4) от действия УРОВ отключается Q7 (Q6) (Q5 (Q8) был отключен РЗ линии 3 (4)). Теряется  на t3. При КЗ на линии 3 (4) и отказе в отключении Q5 (Q8) не происходит потери мощности. При КЗ на Q6 и отказе в отключении Q7 от действия УРОВ отключается Q8 (Q5 был отключен РЗ линии 3). Теряется  на t4. При отказе Q6 (Q8) в отключении КЗ на Q7 все аналогично. При отказе Q5 (Q8) в отключении КЗ на Q8 (Q5) от действия УРОВ отключается Q7 (Q6) (Q6 (Q7) был отключен РЗ линии 3 (4)), что приводит к кратковременному погашению станции. После отключения Q5 и Q8 от схемы разъединителями, Q6 и Q7 включаются и через время t3 запускается блок 2. Отказ выключателя Q5 (Q6-Q8) во включении от АПВ при неустойчивом КЗ на линии 3 (4) не приводит к потере и снижению мощности. При аварийном ремонте блока 2 схема ОРУ работает аналогично.

*В режиме j3 при плановом ремонте блока 1*совместно выводятся Q5 и Q8. Работа схемы рассматривается аналогично предыдущему режиму.

*В режиме j5 при аварийном и j7 плановом ремонте линии 3* последний выводится разъединителем 19*.* В данном режиме происходит снижение выработки мощности блоками 1 и 2. Тогда: в случае КЗ в блоке 1 (2) (как и при отказе Q5 (Q6) в отключении КЗ в блоке 1 (2)) теряется  на время t1. При устойчивом (неустойчивом) КЗ на линии 4 теряется  на суммарное время ремонта линии и пуска блоков из холодного состояния t5 (на t3). При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q5 (Q6) отключается Q6 (Q5) (Q8 (Q7) был отключен РЗ блока 1 (2)), теряется  на время t3. Отказ типа «КЗ в обе стороны» Q7 (Q8) (как и отказ Q5 (Q6) в отключении КЗ на Q6 (Q5)) приводит к потере  на время t3. При отказе Q7 (Q8) в отключении КЗ в блоке 2 (1) от действия УРОВ отключается Q8 (Q7) (Q6 (Q5) был отключен РЗ блока 2 (1)), что приводит к отключению линии 4 и теряется . После соответствующих оперативных переключений – линия 4 подключается к схеме. Через время t3 запускается блок 1, а  теряется на время t1. Отказ Q5 в отключении КЗ на Q8 приводит к кратковременному отключению линии 4. Теряется . После соответствующих оперативных переключений Q5 и Q8 выводятся в ремонт разъединителями. Теряется  на время t4, а  на t3. При отказе Q6 (Q7; Q8) в отключении КЗ на Q7 (Q6; Q5) все аналогично. Отказ Q7 в автоматическом включении при неустойчивом КЗ на линии 4 не усугубляет тяжесть аварии, так как включится Q8.

В *режиме j9 при аварийном ремонте Q5* последний выводится разъединителями 9 и 10. Тогда: в случаеКЗ в блоке 1 теряется  на время t1.КЗ в блоке 2 приводит к кратковременному отключению линии 3 и теряется  на время t1. При КЗ на линии 3 – снижение выработки мощности блоками 1 и 2. КЗ на линии 4 приводит к ее отключению и теряется  на время t3.В случае устойчивого КЗ на линии 4 – к снижению выработки мощности блоками 1 и 2. Отказ типа «КЗ в обе стороны» Q6 приводит к потере  на время t3. После соответствующих оперативных переключений – к снижению выработки мощности блоками 1 и 2. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q7 (Q8) теряется  () на время t3 (t4). Отказ Q6 в отключении КЗ на блоке 2 приводит к отключению линии 3 и потере  на время t1. При отказе Q7 в отключении КЗ на блоке 2 от действия УРОВ отключается Q8 (Q6 был отключен РЗ блока 2) теряется . После соответствующих оперативных переключений – через время t3 запускается блок 1, а  теряется на время t1. Отказ Q8 в отключении КЗ на блоке 1 – теряется  на время t1. Отказ Q6 в отключении устойчивого и неустойчивого КЗ на линии 3 от действия УРОВ отключается Q7. Теряется  на время t3. После соответствующих оперативных переключений – к снижению выработки мощности блоками 1 и 2. Отказ Q7 в отключении неустойчивого КЗ на линии 4 – теряется  на время t3, а устойчивого – на время t5. Отказ Q8 в отключении КЗ на линии 4 теряется  на время t4. При отказе Q6 в отключении КЗ на Q7 отключается Q8 теряется . После соответствующих оперативных переключений через время t3 запускается блок 1, а  теряется на время t4. При отказе Q7 (Q8) в отключении КЗ на Q6; Q8 (Q7) все аналогично. Отказ Q6 во включении от АПВ при неустойчивом КЗ на линии 3 приводит к снижению выработки . Аналогичный отказ Q8 при таком же КЗ на линии 4 –  на время t4. При аварийном ремонте Q6 (Q7; Q8) схема ОРУ работает аналогично.

При отсутствии генераторного выключателя частота отказа блока учитывается отказами в электрической и технологической части величиной  и , соответственно, а при их наличии только отказы в электрической части [11, с. 86]. Приведем расчет при условии их наличия и без них, используя разработанную программу расчета с исходными данными таблицы А1 (Приложение А) с установкой ЭВ.

Выдаваемые программой расчетно-логические связи в расчетных режимах (j0-j12) для этой схемы представлены в таблице А2 (Приложение А), там же результаты ,  и недоотпуска электроэнергии (). Используя  полученную при 0,1λБЛ, определяется ущерб от него по (1.5): , 

Капиталовложения, входящие в формулу (1.6) затрат:

, (2.1)

где  – количество выключателей в рассматриваемом ОРУ, шт;

– стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тг.;

КБЛ – стоимость установленной мощности блока, тг.;

КЛЭП – стоимость ЛЭП, тг.;

 – стоимость земли, занимаемая ячейками выключателей, тг.

Согласно [58], для элегазового комплекта выключателя ОРУ 500 кВ составляет тыс. руб. (165 млн. тг.). Согласно [59] нормативная цена земли =35 руб/м2. С учетом уровня инфляции между выбранными периодами с 2000-2021 гг., высчитанный по [60] коэффициент инфляции составляет . Тогда цена земли составляет:

 руб/м2 ( тг/м2).

Для симметричных схем принято двухрядное расположение выключателей [61]. При таком расположении с шагом 24 м, и длиной 115 м занимаемая площадь одной ячейки на 500 кВ составляет . Площадь двух традиционных ячеек , стоимость земли 

Стоимость установленной мощности блока принимаем по [62]. При средней цене 550000 евро за 1 МВт установленной мощности по текущему курсу евро к тенге 1евро=500тг. (275 млн. тг.), тогда для двух блоков 2х500 МВт (КБЛ=275 млрд. тг.). Стоимость одной ЛЭП на 500 кВ длиной 400 км по [58, с. 15] составляет 1,6 млрд. руб. (9 млрд. тг.). Для двух ЛЭП КЛЭП=18 млрд.тг. Тогда по (2.1): 

Приведенные затраты на сооружение электростанций традиционной схемы определяются по (1.6):

тг/год,

тг/год.

При отсутствии в блоке генераторного выключателя при  для рассматриваемой схемы результаты составляют: , , тг/год, тг/год. При  получаемая величина недоотпуска (W) в 8 раз, а затраты (З) в 5 раз больше аналогичных величин при частоте отказа .

Полученные результаты расчетов недоотпуска электроэнергии, ущерба от этого недоотпуска и затрат на сооружение ЭС рассмотренной схемы ОРУ четырехугольник представлены в таблице 2.1 там же и на другие ступени напряжения и мощности блоков.

Для традиционной схемы ОРУ шестиугольник (рисунок 1.1б) проводится аналогичный расчет недоотпуска электроэнергии по разработанной программе с данными, приведенные в таблице А1. Количество каждого ремонтного режима увеличивается ровно на один, так как количество блоков и ЛЭП больше на один, а выключателей на два. Представим работу схемы ОРУ шестиугольника в режимах с отказами элементов, которые приводят к авариям, отличающимся от таковых в схеме четырехугольника.

В *нормальном режиме j0* [56, с. 101], когда все Q7-Q12 включены электростанция выдает запланированную мощность. Тогда: в случае устойчивого и неустойчивого КЗ на линии 4 от действия ее РЗ отключаются Q7 и Q9, при этом не происходит потери и снижение мощности, так как оставшиеся две линии 5, 6 способны пропустить вырабатываемую мощность блоков 1-3. При КЗ на линиях 5 и 6 все аналогично.

Таблица 2.1 – Уменьшение недоотпуска, ущерба и затрат при замене ВВ на ЭВ при 0,1λбл и λбл для кольцевых схем ОРУ по данным [МЭИ] и ([Н])

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ОРУ | U, кВ | PБЛ, МВт | WТР, 106 кВт·ч/год | | | | Замена ВВ на ЭВ | | | | | | ЗТР, 109  тг/год  (ЭВ) |
| ВВ | | ЭВ | | ΔW, % | | ΔУРЕК, % | | ΔЗ, % | |
| 0,1λБЛ | λБЛ | 0,1λБЛ | λБЛ | 0,1λБЛ | λБЛ | 0,1λБЛ | λБЛ | 0,1λБЛ | λБЛ | 0,1λБЛ |
| 2БЛ, 2ЛЭП (рисунок 1.1а) | 750 | 1200 | 327  (291) | 2444  (2253) | 304  (285) | 2375  (2230) | 7,1  (2,1) | 2,8  (1) | 6,6  (1,6) | 2,7  (1) | 5  (1,4) | 2,7  (1) | 447  (428) |
| 1000 | 256  (232) | 2005  (1871) | 242  (228) | 1950  (1852) | 5,7  (1,6) | 2,7  (1) | 5,1  (0,9) | 2,6  (0,9) | 3,9  (1,1) | 2,5  (0,9) | 363  (349) |
| 800 | 201  (181) | 1568  (1463) | 189  (178) | 1525  (1448) | 5,8  (1,7) | 2,7  (1) | 4,9  (0,7) | 2,6  (0,9) | 3,9  (1,1) | 2,6  (0,9) | 287  (277) |
| 500 | 800 | 221,2  (174) | 1460  (1283) | 202,8  (169) | 1421  (1271) | 8,3  (2,6) | 2,7  (0,9) | 7,5  (1,6) | 2,6  (0,8) | 5,7  (1,7) | 2,5  (0,9) | 296,4  (263) |
| 500 | 99  (89,4) | 786  (743,5) | 93  (88) | 764  (736) | 6,1  (1,9) | 2,8  (1) | 5,4  (1,1) | 2,8  (1) | 3,8  (1,2) | 2,6  (1) | 153  (148) |
| 300 | 38,7  (36,7) | 333  (320,7) | 36,6  (36) | 323  (317) | 5,4  (1,7) | 3  (1,1) | 3,7  (-) | 2,8  (0,9) | 2,8  (0,9) | 2,7  (1) | 74,1  (73,6) |
| 330 | 300 | 45  (37,2) | 330  (295) | 42,4  (36,6) | 318  (293) | 6  (1,8) | 3,5  (0,8) | 4,9  (0,5) | 3,4  (0,6) | 3,4  (0,9) | 3,2  (0,7) | 77,4  (71,6) |
| 3БЛ, 3ЛЭП (рисунок 1.1б) | 750 | 1200 | 485  (430) | 3916  (3534) | 452  (419) | 3762  (3477) | 6,9  (2,5) | 3,9  (1,6) | 6,4  (1,9) | 3,8  (1,5) | 4,8  (1,7) | 3,7  (1,5) | 667  (634) |
| 1000 | 393  (345) | 3189  (2875) | 367  (337) | 3064  (2830) | 6,7  (2,3) | 3,9  (1,6) | 6  (1,6) | 3,8  (1,5) | 4,6  (1,5) | 3,7  (1,5) | 548  (519) |
| 800 | 304  264 | 2491  (2242) | 285  (258,3) | 2394  (2207) | 6,4  (2,1) | 3,9  (1,5) | 5,5  (1,1) | 3,4  (1,4) | 4,3  (1,3) | 3,7  (1,4) | 433  (407) |
| 500 | 800 | 311  (246) | 2219  (1886) | 287,5  (240) | 2142  (1861) | 7,5  (2,3) | 3,5  (1,3) | 7,1  (1,9) | 3,4  (1,3) | 5,2  (1,5) | 3,3  (1,3) | 428  (380) |
| 500 | 141  (133) | 1211  (1159) | 133  (130) | 1170  (1144) | 5,5  (2) | 3,4  (1,3) | 4,8  (1,3) | 3,3  (1,2) | 3,4  (1,2) | 3,2  (1,2) | 223  (220) |
| 300 | 56,4  (52,3) | 506  (483) | 53  (51,3) | 488  (477) | 5,8  (1,8) | 3,4  (1,3) | 4  (-) | 3,2  (1,1) | 2,9  (0,9) | 3,1  (1,2) | 109,4  (108) |
| 330 | 300 | 62  (54,2) | 500  (455) | 58,4  (53,4) | 481  (451) | 5,8  (1,6) | 3,9  (0,8) | 4,6  (0,2) | 3,8  (0,7) | 3,1  (0,8) | 3,6  (0,7) | 111  (106) |
| 2БЛ, 3ЛЭП (рисунок 1.1г) | 750 | 1200 | 309  (272) | 2454  (2283) | 291  (267) | 2388  (2260) | 5,9  (1,8) | 2,7  (1) | 5,2  (1) | 2,6  (0,9) | 4  (1,2) | 2,5  (0,9) | 439  (415,3) |
| 1000 | 251  (220) | 1999  (1858) | 236  (216) | 1945  (1840) | 5,7  (1,7) | 2,7  (1) | 4,9  (0,7) | 2,6  (0,9) | 3,8  (1,1) | 2,5  (0,9) | 262  (341,4) |
| 800 | 196  (172) | 1563  (1453) | 185  (169) | 1521  (1439) | 5,8  (1,7) | 2,7  (1) | 4,7  (0,5) | 2,6  (0,8) | 3,8  (1,1) | 2,5  (0,9) | 288  (272) |
| 500 | 1000 | 255  (226) | 1903  (1786) | 239  (222) | 1856  (1771) | 6,4  (1,9) | 2,5  (0,9) | 6,1  (1,6) | 2,4  (0,8) | 4,4  (1,3) | 2,3  (0,8) | 356,7  (339) |
| 800 | 184,6  (176) | 1500  (1455) | 176,3  (173) | 1466  (1443) | 4,5  (1,6) | 2,3  (0,9) | 4,1  (1,1) | 2,2  (0,8) | 3  (1,1) | 2,1  (0,8) | 271,8  (268) |
| 500 | 91  (86) | 786  (758) | 86,6  (84,4) | 765  (750) | 4,8  (1,6) | 2,7  (1) | 3,9  (0,6) | 2,6  (0,9) | 2,9  (1) | 2,5  (0,9) | 148,5  (146) |
| 330 | 300 | 37,4  (35,6) | 332  (319) | 35,5  (35) | 321  (317) | 5,1  (1,2) | 3,3  (0,7) | 3,4  (-) | 3,1  (0,5) | 2,6  (0,6) | 3  (0,6) | 71,2  (71) |

*В* *режиме j1 при аварийном ремонте блока 1*последний выводится разъединителем 25. В случае КЗ в блоке 2 (3) не происходит полное погашение станции, как это было в схеме ОРУ четырехугольника. Теряемая  на t1.

*В режиме j7 при аварийном и j10 плановом ремонте линии 4* последний выводится разъединителем 28*.* В данном режиме не происходит снижение выработки мощности блоками 1-3, так как оставшиеся линии 5 и 6 способны пропустить вырабатываемую мощность блоками. Однако, при КЗ на линии 5 от действия ее РЗ отключаются Q10 и Q11, что приводит к ее отключению, и к снижению выработки мощности блоками 1-3. При устойчивом КЗ на ней – длительное, при неустойчивом – кратковременное. Работа схемы в других ремонтных *j* режимах рассматривается аналогично.

После анализа схемы программа выдает величину аварийного недоотпуска электроэнергии и проводится аналитический расчет ущерба и приведенных затрат по (1.5) и (1.6) точно также как для четырехугольника. Аналогично рассмотрен еще один вариант выполнения схемы ОРУ шестиугольника с комбинацией присоединений 2БЛ и 4ЛЭП. Полученные численные значения W и их уменьшение в результате замены ВВ на ЭВ, ущерба при реконструкции, а также приведенных затрат на сооружение ЭС представлены в таблице 2.1. Там же результаты расчетов для других ступеней напряжений и мощностей блоков с установкой ВВ и ЭВ по статистике [МЭИ] и [Н], для традиционной схемы ОРУ четырехугольника с 2БЛ и 2ЛЭП, шестиугольника – 3БЛ, 3ЛЭП. Для схемы ОРУ с 2БЛ, 4ЛЭП представим результаты при 0,1λБЛ (λБЛ) на напряжение 750 кВ с блоком 1200 МВт – WВВ=305(2448) млн. кВтч/год, WЭВ=286(2380) млн. кВтч/год; при 500 кВ с блоком 500 МВт – WВВ=90(785) млн. кВтч/год, WЭВ=86(764) млн. кВтч/год, на другие мощности блоков результаты не представлены, так как они схожи с полученными для рассматриваемой ниже традиционной схемы пятиугольник.

При расчете для напряжения 750 кВ статистика элегазовых выключателей по данным [51, с. 52] отсутствует (из-за незначительной статистической выборке по ним во время исследования, поэтому можно ориентировочно рассчитать. Для ВВ по данным [39, с. 38] частота отказа 0,3 год-1, по [40, с. 89] –0,13 год-1. Они отличаются в 2,3 раза. Согласно [40, с. 91] для ЭВ частота отказа 0,102 год-1, тогда спрогнозировав в 2,3 раза (с разницей аналогично ВВ) по данным МЭИ для ЭВ можно принять 0,25 год-1. Частота отказов ЭВ(ВВ) по данным [39, с. 38; 51, с. 53-54] в сравнении с [40, с. 89, 91] на напряжении   
330, 500 кВ больше на 16, 26% (39, 37%).

*Оценка эффективности энергосбережения несимметричными схемами* ОРУ треугольника и пятиугольника (рисунок 1.1в, 1.1г).

*Отличительные особенности.* В несимметричных схемах расчетные режимы в сравнении с симметричными отличаются. В симметричных схемах все плановые ремонты выключателей легко совмещаются с блоками. В схеме ОРУ треугольник (на рисунке 1.1в) плановый ремонт Q6 между двумя линиями можно выполнять в режиме планового ремонта блока, так какОРУ полностью отключается.

Для схемы ОРУ пятиугольник на рисунке 1.1г плановый ремонт Q8, подключенный между двумя линиями, не может совмещаться с плановым ремонтом блока, поэтому он ремонтируется отдельно. Тогда относительная длительность для данного ремонта выключателя определится по формуле  (расчетные режимы приведены ниже). Аварийный и плановый ремонт линий 3, 4 рассматриваются, как зеркальный режим, а для линии 5 отдельно.

Рассмотрим работу схемы на примере пятиугольника напряжением  
500 кВ и блоками 500 МВт (рисунок 1.1г), так как в ней наибольшее количество режимов, чем в схеме треугольника (рисунок 1.1в). Возможны следующие расчетные режимы работы схемы:

*– j0* – нормальный режим, без ремонтов;

*– j1 (j2)* – аварийный ремонт блока 1 (2);

*– j3* (*j4*) – плановый ремонт блока 1 (2) и Q6, Q9 (Q7, Q10);

*– j5 (j6)* – аварийный ремонт линии 3 (4);

*– j7 (j8)* – плановый ремонт линии 3 (4);

*– j9* – аварийный ремонт линии 5;

*– j10* –плановый ремонт линии 5;

*– j11 (j12)* – аварийный ремонт Q6 (Q7);

*– j13* – аварийный ремонт Q8;

*– j14* – плановый ремонт Q8;

*– j15 (j16)* – аварийный ремонт Q9 (10).

Рассмотрим работу схемы в режимах которых нет в симметричных схемах. *Режим j13 при аварийном и j14 плановом ремонте Q8,* последнийвыводится разъединителями 15 и 16. Тогда:в случаеКЗ в блоке 1 (2) от действия его РЗ отключаются Q6 (Q7) и Q9 (Q10) при этом происходит кратковременное отключение линии 3 (4) и теряется  на время t1. При КЗ на линии 3 (4; 5) не происходит потери мощности. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q6 (Q7) (как и при отказе Q6 (Q7) в отключении КЗ на линии 3 (4)) от действия РЗ блока 1 отключается Q9 (Q10), теряется  на время t3. Отказ типа «КЗ в обе стороны» Q9 (Q10) (как и при отказе Q9 (Q10) в отключении КЗ на линии 5) приводит к отключению линий 3 (4) и 5, теряется  на t3. При отказе Q6 (Q7) в отключении КЗ на блоке 1 (2) от его РЗ отключается Q9 (Q10). Отключается линия 3 (4) и теряется  на время t1. При отказе Q9 (Q10) в отключении КЗ на Q6 (Q7) теряется  на время t4. При отказе Q10 (Q7) в отключении КЗ на Q7 (Q10) все аналогично. При отказе выключателя Q9 (Q10) в отключении КЗ на Q10 (Q9) от действия УРОВ отключается Q6 (Q7 был отключен РЗ блока 2) происходит кратковременное погашение станции. После отключения Q9 и Q10 от схемы разъединителями, выключатели Q6, Q7 включаются и через время t3 запускаются блоки 1, 2. Отказ Q7 (Q8) во включении неустойчивого КЗ на линии 3 (4) не приводит к потере и снижению мощности. Работа схемы в других *j* режимах рассматривается аналогично.

После анализа рассматриваемой схемы программа выдает расчетно-логические связи для всех расчетных режимов и высчитывает значения ,, W. По расчетному W, то ущерб от нее для этой схемы (с ЭВ при ) по (1.5): , 

Для несимметричных схем принято однорядное расположение выключателей [61, с. 124]. При таком расположении с шагом 28м и длиной 125м площадь одной ячейки на 500 кВ составляет . Площадь пяти традиционных ячеек , стоимость земли тг. Стоимость установленной мощности двух блоков (КБЛ=275 млрд. тг.). Стоимость трех ЛЭП на 500 кВ (КЛЭП=27 млрд. тг.) [58, с. 15]. Тогда по (2.1) имеем: тг. Приведенные затраты по (1.6): тг/год, тг/год.

Аналогичный расчет проводится для других ступеней напряжения с разными мощностями блоков с ВВ и ЭВ при использовании данных [МЭИ] и [Н]. Полученные результаты уменьшения W при замене ВВ на ЭВ, ущерба при реконструкции в схеме пятиугольника с блоками имеющими генераторный выключатель и если нет, а также приведенных затрат на сооружение электростанций приведены в таблице 2.1. Для схемы ОРУ треугольника рассматривается все аналогично (результаты на 500кВ – 500 МВт: млн. кВт·ч; млн. кВт·ч; 330кВ – 300МВт: млн. кВт·ч;  млн. кВт·ч).

Из таблицы 2.1 видно, что замена ВВ на ЭВ в традиционных кольцевых схемах ОРУ может уменьшить недоотпуск электроэнергии при напряжениях   
750-330 кВ по данным [МЭИ] ([Н]) в схеме четырехугольника на 5,4-8,3%   
(1,6-2,6%), шестиугольника с 3БЛ, 3ЛЭП – 5,5-7,5% (1,6-2,5%), с 2БЛ, 4ЛЭП – 4-4,9% (1-1,7%), пятиугольника – 4,5-6,4% (1,2-1,8%), треугольника – до 1%, соответственно, если есть генераторный выключатель, и если нет на 2,7-3,5% (0,8-1%), на 3,4-3,9% (0,8-1,6%), на 2,2-3,3% (0,6-1%), на 2,3-3,3% (0,7-1%). Как видно по данным [Н] эффект в уменьшении W не превышает 2,5%.

Отметим следующее. Для схемы ОРУ треугольник реконструкция при замене выключателей не целесообразна (уменьшение ущерба менее 1%). Реконструкция по данным МЭИ (Н) для других кольцевых схем ОРУ с блоками имеющие генераторные выключатели дает уменьшение ущерба на 3,4-7,5% (0,2-1,9%), а если нет на 2,2-3,8% (0,5-1,5%).

Проведенный расчет недоотпуска электроэнергии из-за ненадежности рассматриваемых традиционных схем ОРУ по усовершенствованному таблично-логическому методу позволило уточнить расчет на 5-10%. Расчет по неусовершенствованному методу приведен в таблице А4 (Приложение А).

**2.2 Схемы ОРУ с дополнительным выключателем между трансформатором блока и его выключателями**

Рассмотрена возможность повышения эффективности энергосбережения (рисунок 1.1) путем подключения в традиционные схемы ОРУ дополнительного выключателя между трансформатором блока и его двумя выключателями (рисунок 2.1), предлагаемая схема 1 (ПР1).

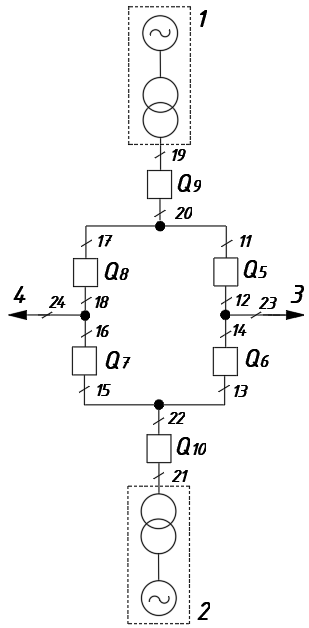


Рисунок 2.1 – Схема ОРУ четырехугольника с дополнительным выключателем между трансформатором блока и его двумя выключателями

Этасхема в отличии от традиционной позволит снизить частоту потери генерируемой и передаваемой мощности в ОРУ за счет уменьшения вероятности отказа выключателя в отключении КЗ на присоединении. Схема содержит: два блока 1-2, две линии 3-4, шесть выключателей Q5-Q10 с разъединителями 11-22. Разъединитель 19 блока 1 подключен к Q9, разъединитель 20 которого подключен к точке соединения первых разъединителей 11 и 17 первого Q5 и четвертого Q8 выключателей, соответственно. Разъединитель 21 блока 2 подключен к Q10, разъединитель 22 которого подключен к точке соединения первых разъединителей 13 и 15 второго Q6 и третьего Q7 выключателей, соответственно. Линии 3-4 подключены также как в традиционной схеме (на рисунке 1.1а).

Преимущества введенных выключателей, отключение присоединения при их повреждении, тем самым уменьшается количество коммутаций выключателями установленных со стороны высокого напряжения и вероятность нахождения схемы в разомкнутом состоянии.

Режимы работы *j0-j12* и их относительные длительности для первой предлагаемой схемы ОРУ четырехугольника с исходными данными (Приложение А) аналогичны традиционной на рисунке 1.1а. В режиме ремонта блока введенный дополнительный выключатель всегда выводится совместно. Добавляется новый режим *j13 (j14)* – аварийный ремонт выключателя 9 (10). При аварийном его ремонте блок отключен. Во всех режимах добавляются отказы введенных Q9 и Q10 на блоках 1 и 2. Рассмотрим их отказы в режиме j0.

В *нормальном режиме работы* *j0* все Q5-Q10 включены. При КЗ на блоке 1 от действия его РЗ отключается Q9, а Q5 и Q8 остаются включенными. Теряется  на время t1 (время ремонта блока и его пуска из холодного состояния). Отказ Q9 в отключении КЗ на блоке 1 от действия УРОВ отключаются Q5 и Q8. При этом отказе не происходит отключение двух присоединений, как это было в традиционной. Теряется  на время t1. Этот отказ не усугубляет тяжесть аварии, поэтому этот код не записывается. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q9, теряется  на время t1. При отказе Q5 в отключении КЗ на Q9 от действия УРОВ отключается Q6 (Q8 был отключен РЗ блока 1), что приводит к отключению линии 3 и теряется  на время t4 (ремонта выключателя и пуска блока из холодного состояния). После отключения Q5, Q9 от схемы (для ремонта), а Q8 (для профилактического осмотра), Q6 включается, линия 3 подключается к схеме. При отказе Q8 (Q6; Q7) в отключении КЗ на Q9 (Q10) все аналогично. Также рассматриваются остальные виды отказов.

*В* *режиме j1 (j2) при аварийном ремонте блока 1 (2)* последний выводится выключателем Q9 (Q10) и разъединителями 19, 20 (21, 22).

*В* *режиме j3 (j4) при плановом ремонте блока 1 (2)*, также в плановый ремонт выводятся Q5, Q8 и Q9 (Q6, Q7 и Q10).

*В режиме* *j13 (j14)* теряемые мощности аналогичны режимам *j1 (j2).*

В традиционной схеме присутствовали отказы Q5 (Q8) и Q6 (Q7) в отключении КЗ на блоках 1 и 2, соответственно. Для предлагаемой схемы будут только отказы Q9 и Q10 в отключении КЗ на блоках 1 и 2, соответственно. Вероятность этой аварии снизилось, что позволило уменьшить расчетную частоту аварии, а, следовательно, и величину W.

Для данного предлагаемого способа (ПР1) расчет при подключении дополнительного ВВ (ЭВ) между трансформатором блока и его двумя ВВ и эффект в уменьшении ущерба при реконструкции, а также затрат при сооружении (при 0,1λБЛ и λБЛ) по ниже представленным формулам.

Приведенные затраты на сооружение ЭС по (1.6) для ПР1 схемы запишутся так:

, (2.2)

где  стоимость введенных выключателей и земли, тг.

Эффективность энергосбережения в уменьшении недоотпуска электроэнергии, ущерба от него при реконструкции и затрат на сооружении ЭС определяется по формулам (2.3) – (2.5):

, (2.3)

, (2.4)

. (2.5)

Результаты расчетов уменьшения W, У и З представлены в таблице 2.2. Там же для других ступеней напряжения и мощности блоков.

Срок окупаемости дополнительных капиталовложений за счет экономии издержек производства согласно [12, с. 102]:

, (2.6)

где КПР и КТР – суммарные капиталовложения предлагаемой и традиционной схемы, тг.

ИПР и ИТР – издержки предлагаемой и традиционной схемы, тг., определяемые по выражению [11, с. 77]:

, (2.7)

где  – амортизационные отчисления, а=0,064, 1/год;

 – издержки на обслуживание электроустановки; b=0,02 – норма отчислений на обслуживание, 1/год;

 – издержки, обусловленные потерями энергии в проектируемой установке. Принимаем величину  по [11, с. 158];

Тн =8 – нормативный срок окупаемости, лет.

В этой схеме (ПР1) дополнительные капиталовложения – это стоимость введенных выключателей и земли, по (2.6) составляет .

Аналогично рассматривается для схем ОРУ шестиугольник с 3БЛ, 3Л и 2БЛ, 4Л. Результаты расчета уменьшения W, У, З для симметричных схем с подключением ВВ (ЭВ) между трансформатором блока и его двумя ВВ на напряжение 750-330 кВ с блоками 1200-300 МВт при использовании данных [МЭИ] ([Н]) приведены в таблице 2.2.

Для несимметричных схем ОРУ треугольника и пятиугольника  
(рисунок 2.2) рассматривается такое же решение, что и для симметричных схем. Схема ОРУ треугольника (рисунок 2.2а) содержит: блок 1, две линии 2-3, четыре выключателя Q4-Q7 с разъединителями 8-15. Разъединитель 14 блока 1

Таблица 2.2 – Уменьшение W и У в результате подключения ВВ (ЭВ) между трансформатором блока и его двумя ВВ, и затрат на сооружение ЭС с ЭВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ОРУ | U, кВ | PБЛ, МВт | ВВ (ЭВ) между трансформатором блока и его двумя ВВ | | | | | | | ЭВ | | | |
| WПР1, 106 кВт·ч/год | | ΔW, % | | ΔУРЕК, % | | ЗПР1, 109  тг/год | | | ΔЗ, % | |
| 0,1λБЛ | λБЛ | 0,1λБЛ | λБЛ | 0,1λБЛ | λБЛ | 0,1λБЛ | | λБЛ | 0,1λБЛ | λБЛ |
| 2БЛ, 2ЛЭП | 750 | 1200 | 356 (325) | 2233 (2213) | (0,6) | 8,7 (9,5) | (0,3) | 8,6 (9,4) | 448 | | 2338 | - | 7,2 |
| 1000 | 280 (255) | 1831 (1814) | (0,7) | 8,7 (9,5) | (0,4) | 8,6 (9,4) | 364 | | 1923 | - | 7,2 |
| 800 | 219  (199) | 1432 (1418) | (0,8) | 8,7 (9,5) | (0,4) | 8,6 (9,4) | 288 | | 1508 | - | 7,1 |
| 500 | 800 | 225 (215) | 1372 (1365) | (2,9) | 6,1 (6,5) | (2,7) | 6 (6,5) | 293 | | 1447 | 1,2 | 4,4 |
| 500 | 105 (97) | 731 (725) | (1,9) | 7 (7,7) | (1,6) | 6,9 (7,7) | 153 | | 781 | 0,3 | 5,1 |
| 300 | 44  (39) | 310 (306) | - | 7 (8,1) | - | 6,8 (8) | 75 | | 342 | - | 5,2 |
| 330 | 300 | 47  (45,7) | 305 (304) | - | 7,6 (8) | - | 7,5 (7,9) | 79 | | 337 | - | 4,6 |
| 2БЛ, 3ЛЭП | 750 | 1200 | 340 (308) | 2252 (2229) | (0,3) | 8,2 (9,1) | - | 8,1 (9) | 440 | | 2357 | - | 7,1 |
| 1000 | 276 (250) | 1834 (1815) | (0,4) | 8,2 (9,2) | (0,1) | 8,1 (9) | 363 | | 1925 | - | 7 |
| 800 | 216 (195) | 1435 (1419) | (0,6) | 8,2 (9,2) | (0,1) | 8,1 (9) | 289 | | 1510 | - | 7 |
| 500 | 1000 | 262 (251) | 1793 (1783) | (1,6) | 5,8 (6,3) | (1,5) | 5,8 (6,3) | 352 | | 1888 | 1,1 | 4,4 |
| 800 | 190 (178) | 1413 (1404) | (3,4) | 5,8 (6,4) | (3,2) | 5,8 (6,4) | 268,5 | | 1493 | 1,2 | 4,4 |
| 500 | 97 (89) | 733 (72,6) | (2,1) | 7 (7,9) | (1,7) | 6,9 (7,5) | 148,3 | | 784,5 | 0,1 | 5,1 |
| 330 | 300 | 40 (38) | 307 (30,5) | - | 7,5 (8) | - | 7,4 (7,9) | 73 | | 339,7 | - | 4,6 |
| 3БЛ, 3ЛЭП | 750 | 1200 | 531 (480) | 3492 (3433) | (1,1) | 10,8 (12,3) | (0,8) | 10,7 (12,2) | 668 | | 3624 | - | 8,9 |
| 1000 | 430  (388) | 2843 (2794) | (1,2) | 10,8 (12,4) | (0,9) | 10,7 (12,2) | 549 | | 2957 | - | 8,9 |
| 800 | 333  (300) | 2220 (2181) | (1,4) | 10,9 (12,4) | (1) | 10,7 (12,2) | 433 | | 2315 | - | 8,9 |
| 500 | 800 | 317 (299) | 2048 (2023) | (3,7) | 7,7 (8,8) | (3,5) | 7,7 (8,8) | 422 | | 2154 | 1,3 | 5,6 |
| 500 | 149 (137) | 1114 (1100) | (2,6) | 8 (9,1) | (2,3) | 7,9 (9,1) | 222 | | 1185 | 0,4 | 5,9 |
| 300 | 64 (57) | 467 (460) | - | 7,6 (9,1) | - | 7,5 (9) | 110 | | 514 | - | 5,7 |
| 330 | 300 | 65 (63) | 459 (455) | - | 8,3 (9) | - | 8,2 (8,9) | 113 | | 506 | - | 5,1 |

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

а б

а – треугольника; б – пятиугольника

Рисунок 2.2 – Схема ОРУ треугольника и пятиугольника с дополнительным выключателем между трансформатором блока и его двумя выключателями

подключен к Q7, разъединитель 15 которого подключен к точке соединения первых разъединителей 8 и 10 первого Q4 и второго Q5 выключателей, соответственно. Линии 2-3 подключены аналогично традиционной схеме.

Схема ОРУ пятиугольника (рисунок 2.2б) содержит: два блока 1-2, три линии 3-5, семь выключателей Q6-Q12 с разъединителями 13-26. Разъединитель 23 блока 1 подключен к Q11, разъединитель 24 которого подключен к точке соединения первых разъединителей 13 и 19 первого Q6 и четвертого Q9 выключателей, соответственно. Разъединитель 25 блока 2 подключен к Q12, разъединитель 26 которого подключен к точке соединения первых разъединителей 15 и 21 второго Q7 и пятого Q10 выключателей, соответственно. Линии 3-5 подключены аналогично традиционной схеме ОРУ пятиугольника.

Работа и расчет этих схем рассматривается аналогично выше изложенному. Оказалось, что недоотпуск электроэнергии для первой предлагаемой схемы треугольника (рисунок 2.2а) больше чем для традиционной, так как любой отказ введенного Q7 приводит к потере блока, тем самым, такое подключение для схемы треугольник не имеет смысла, также, как и на другие ступени напряжения и мощности блоков. Для предлагаемой первой схемы пятиугольника полученные результаты сведены в таблицу 2.2.

Анализ результатов расчетов, представленных в таблице 2.2, показывает, что:

1. В рассмотренных кольцевых схемах ОРУ установка дополнительного ВВ (ЭВ) между трансформатором блока и его двумя ВВ с блоками без генераторных выключателей позволит получить уменьшение недоотпуска W на 5,8-10,9% (6,3-12,4%), ущерба при реконструкции (ΔУРЕК) на 5,8-10,7%   
(6,3-12,2%). Причем, 5,8% (6,3%) в схеме пятиугольника напряжением 500 кВ с блоками мощностью 800 (1000) МВт и 10,7% (12,2%) – в шестиугольнике 750 с блоками 1200-800 МВт. Эффект при реконструкции во всех рассмотренных кольцевых схемах в уменьшении ущерба более 5%. Такая реконструкция при наличии в блоке генераторных выключателей не имеет смысла, так как в схемах ОРУ с ВВ величина W увеличивается, а с ЭВ уменьшение W на   
0,6-3,7%, для них эффективнее замена ВВ на ЭВ.

2. При сооружении таких схем с ЭВ без генераторных выключателей в блоках можно получить уменьшение затрат на сооружение ЭС на 4,4-8,9%. Срок окупаемости таких схем 2 месяца.

Отметим следующее. В эксплуатируемых кольцевых схемах с ВВ при подключении дополнительного ЭВ между трансформатором блока и его двумя выключателями увеличит эффект (при сравнении с дополнительным ВВ) в уменьшении W на 0,4-1,6%, ΔУРЕК на 0,4-1,5% за счет уменьшения частоты отказа ЭВ. Причем, 0,4% для схем ОРУ четырехугольник напряжением 500 и 330 кВ с блоками 800 и 300 МВт, а 1,6% - шестиугольника 750 кВ с блоками 1000 МВт.

Экономический эффекты в уменьшении ущерба и затрат в рассмотренных предлагаемых первых схемах ОРУ напряжением 750-330 кВ с блоками без генераторных выключателей оказался больше, чем если они есть.

Получаемый эффект от ввода выключателя между трансформатором блока и его двумя объясняется уменьшением развития аварии при отказе выключателя в отключении короткого замыкания (КЗ) на блоке. Так как при λБЛ величина вероятности этого отказа больше в 10 раз в сравнении с 0,1λБЛ, это и позволило получить большее по величине уменьшение W в схемах ОРУ с блоками без генераторных выключателей. При вводе дополнительного выключателя уменьшается величина относительной длительности нормального режима q0 (для которой соответствует большая часть кодов аварий), которая тоже дает долю уменьшения W.

**2.3 Схемы с дополнительным выключателем между линией электропередач и ее выключателями**

Рассмотрен еще один путь повышения эффективности энергосбережения схем ОРУ путем подключения дополнительного выключателя между линией электропередач и ее двумя выключателями, рисунок 2.3.

Схема четырехугольник (рисунок 2.3а) содержит: два блока 1-2, две линии 3-4, шесть выключателей Q5-Q10 с разъединителями 11-22. Разъединитель 19 первой линии 3 подключен к Q9, разъединитель 20 которого подключен к точке соединения вторых разъединителей 12 и 14 первого Q5 и второго Q6 выключателей, соответственно. Разъединитель 21 второй линии 4 подключен к Q10, разъединитель 22 которого подключен к точке соединения вторых разъединителей 16 и 18 третьего Q7 и четвертого Q8 выключателей, соответственно. Блоки 1-2 подключены аналогично традиционной схеме ОРУ четырехугольника (на рисунке 1.1а).

|  |  |
| --- | --- |
| а | |
| б | в |

а – четырехугольника; б – треугольника; в – пятиугольника

Рисунок 2.3 – Схемы ОРУ с дополнительным выключателем между линией электропередач и ее двумя выключателями

Работа этой схемы в *j* режимах рассматривается также как для первой предлагаемой схемы. Рассмотрим отличительные особенности в режимах работы (рисунок 2.3а), так как дополнительные выключатели установлены на линии электропередач.

В *нормальном режиме работы* *j0* все Q5-Q10 включены. При КЗ на линии 3 от действия ее РЗ отключается Q9, а Q5 и Q6 остаются включенными. При неустойчивом КЗ через время t2 включается Q9 линия 3 подключается к схеме. После отключения устойчивого КЗ линия 3 выводится в ремонт выключателем Q9 и разъединителями 19 и 20. При КЗ на линии 4 все аналогично. Отказ Q9 в отключении КЗ на линии 3 от действия УРОВ отключаются Q5 и Q6, что приводит к длительному отключению линии 3. При отказе Q10 в отключении КЗ на линии 4 все аналогично. Отказ типа «КЗ в обе стороны» Q9 приводит к отключению Q5 и Q6. После соответствующих оперативных переключений Q5 и Q6 включаются, а линия 3 отключается на время t4 ремонта Q9. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q10 все аналогично. При отказе Q5 (Q6) в отключении КЗ на Q9 от действия УРОВ отключается Q8 (Q7) (Q6 (Q5) был отключен РЗ линии 3) теряется  () на время t3. При отказе Q7 (Q8) в отключении КЗ на Q10 все аналогично.

*В* *режиме j1-j4 при аварийном и плановом ремонте блока 1(2)* (как и в режиме *j9 (j10-j12)* *при аварийном ремонте Q5 (Q6; Q7; Q8)*) потери аналогичны традиционной схеме четырехугольника (таблица А2) и добавляются коды аварии от отказов Q9 (Q10).

*В режиме j5 при аварийном и j7 плановом ремонте линии 3* последний выводится выключателем Q9 и разъединителями 19 и 20*.*

*В режиме* *j13 (j14)* *при аварийном ремонте Q9 (Q10)* линия 3 (4) отключена на время его ремонта. Коды аварий совпадают с режимом j5 и j7.

Аналогичное решение и для схемы ОРУ шестиугольника (схема не представлена), а также для несимметричных схем (треугольника и пятиугольника).

Предлагаемая схема треугольника (рисунок 2.3б) содержит: блок 1, две линии 2-3, пять выключателей Q4-Q8 с разъединителями 9-18. Разъединитель 15 первой линии 2 подключен к Q7, разъединитель 16 которого подключен к точке соединения второго разъединителя 10 первого выключателя Q4 и первого разъединителя 13 третьего выключателя Q6, соответственно. Разъединитель 17 второй линии 3 подключен к Q8, разъединитель 18 которого подключен к точке соединения вторых разъединителей 12 и 14 второго Q5 и третьего Q6 выключателей, соответственно. Блок 1 подключен аналогично традиционной схеме (на рисунке 1.1в).

Режимы работы для этой схемы:

*– j0* – нормальный режим, без ремонтов;

*– j1* – аварийный ремонт блока 1;

*– j2* – плановый ремонт блока 1 и Q4-Q8;

*– j3 (j4)* – аварийный ремонт линии 2 (3);

*– j5 (j6) –* плановый ремонт линии 2 (3);

*– j7 (j8)* – аварийный ремонт Q4 (Q5);

*– j9* – аварийный ремонт Q6;

*– j10* – аварийный ремонт Q7 (Q8).

Работа этой схемы. Во всех режимах, при повреждении блока, РУ полностью отключается на время t1.

*В нормальном режиме j0* все Q4-Q8 включены. При КЗ на линии 2 (3) отключается Q7 (Q8) мощность не теряется. Аналогично без потери при отказе типа «КЗ в обе стороны» Q7 (Q8) или отказ Q7 (Q8) в отключении КЗ на линии 2 (3). Отказ типа «КЗ в обе стороны» любого из Q4-Q6 (как и отказ Q6 в отключении КЗ на Q4 (Q5) и наоборот) приводит к кратковременному погашению распределительного устройства.

*В режиме j1 и j2* РУ полностью выводится в ремонт.

*В режиме* *j3 и j5 при аварийном и плановом ремонте линии 2,* который выводится выключателем Q7 и разъединителями 15 и 16. При устойчивом КЗ на линии 3 от действия ее РЗ отключается Q8 при этом происходит погашение РУ на время ремонта линии и пуска блока из холодного состояния (t5). При неустойчивом КЗ после соответствующих оперативных переключений Q8 включается, и линия 3 подключается к схеме. Теряется  на t3. Аналогично теряемая мощность при отказе типа «КЗ в обе стороны» Q4 (Q5; Q6). При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q8 происходит погашение РУ на время t4. Аналогичная потеря при отказе Q4 (Q5) в отключении КЗ на Q5 (Q4) (как и отказ Q8 в отключении КЗ на Q5 (Q6) и наоборот). При аварийном и плановом ремонте линии 3 схема работает аналогично.

*В режиме j7 при аварийном ремонте Q4* последний выводится разъединителями 9 и 10. При КЗ на линии 2 (3) (как и отказе Q7 в отключении КЗ на линии 2) не происходит потери мощности, так как сработает Q7 (Q8) (Q6). При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q5 (как и отказе Q5 (Q6) в отключении КЗ на Q6 (Q5)) теряется  на t4. Отказ типа «КЗ в обе стороны» Q6 – теряемая  на t3. Аналогично теряемая мощность при отказе типа «КЗ в обе стороны» Q8 (как отказе Q8 в отключении КЗ на линии 3). При аварийном ремонте Q5 схема работает аналогично.

*В режиме j9 при аварийном ремонте Q6* последний выводится разъединителями 13 и 14. При КЗ на любой из линии 2 (3) не происходит потери мощности. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q4 (Q5) от действия РЗ блока 1 отключается Q5 (Q4), что приводит к его потере. После соответствующих оперативных переключений Q5 (Q4) включается и через t3 запускается блок 1. Отказ типа «КЗ в обе стороны» Q7 (Q8) (как и отказ Q7 (Q8) в отключении КЗ на линии 2 (3)) не приводит к потере мощности. При отказе Q4 (Q5) в отключении КЗ на Q5 (Q4) теряется  на t4. Аналогичная потеря на время t3 при отказе Q4 (Q5) в отключении КЗ на Q7 (Q8).

*В режиме j10 при аварийном ремонте Q7,* кодыаварии совпадают с режимом j3 и j5.

Схема ОРУ пятиугольник содержит (рисунок 2.3в): два блока 1-2, три линии 3-5, восемь выключателей Q6-Q13 с разъединителями 14-29. Разъединитель 24 первой линии 3 подключен к Q11, разъединитель 25 которого подключен к точке соединения второго разъединителя 15 первого выключателя Q6 и к первому разъединителя 18 третьего выключателя Q8. Разъединитель 26 второй линии 4 подключен к Q12, разъединитель 27 которого подключен к точке соединения вторых разъединителей 17 и 19 второго Q7 и третьего Q8 выключателей, соответственно. Разъединитель 28 третьей линии 5 подключен к Q13, разъединитель 29 которого подключен к точке соединения вторых разъединителей 21 и 23 четвертого Q9 и пятого Q10 выключателей, соответственно. Блоки 1-2 подключены аналогично традиционной схеме   
(на рисунке 1.1г).

Для этой схемы режимы *j0; j1-j4; j11-j16* аналогичны традиционной схеме с дополнительными отказами от Q11-Q13. Новые режимы *j17 (j18)* и *j19 –* аварийный ремонт Q11 (Q12) и Q13. Работа схемы в режимах с отказами, приводящие к одинаковым авариям как для традиционной схемы ОРУ пятиугольника (таблица А6) не описаны, а представлены отличающиеся от таковых. Во всех режимах работы: КЗ на блоке 1 (2) приводит к потере мощности  () на время t1; отказ типа «КЗ в обе стороны» Q11 (Q12; Q13) (как и отказ Q11 (Q12; Q13) в отключении КЗ на линии 3 (4; 5) не приводит к потере мощности.

*В нормальном режиме работы j0* все Q6-Q13 включены. Отказ Q6 в отключении КЗ на Q11 от действия УРОВ отключается Q9 (Q8 был отключен РЗ линии 3), теряется . После соответствующих оперативных переключений через время t3 запускается блок 1. При отказе Q7 (Q9; Q10) в отключении КЗ на Q12 (Q13) все аналогично. Отказ Q8 в отключении КЗ на Q11 от действия УРОВ отключается Q7 и Q12 (Q6 был отключен РЗ линии 3) приводит к кратковременному отключению линий 3 и 4 и снижению выработки мощности блоками 1 и 2. После соответствующих оперативных переключений отключаются от схемы выключатели Q6 (для профилактического осмотра), Q8 и Q11 (для ремонта), а Q7 и Q12 включаются обратно, и линия 4 подключается к схеме. При отказе Q8 в отключении КЗ на Q12 все аналогично.

*В режиме j1 при аварийном ремонте блока 1*. Отказ Q7 (Q10) в отключении КЗ на Q12 (Q13) приводит к кратковременному погашению станции. Теряется  на t3. Отказ Q6 (Q8) в отключении КЗ на Q11 мощность не теряется. При аварийном ремонте блока 2 работа схемы рассматривается аналогично.

*В режиме j3 (j4) при плановом ремонте блока 1 (2)* совместно выводятся Q6 и Q9 (Q7 и Q10). Теряемые мощности аналогичны режиму j1 (j2).

*В режиме j5 и j7 при аварийном и плановом ремонте линии 3* совместно выводится Q11. Отказ типа «КЗ в обе стороны» Q12 (Q13) приводит к отключению линии 4 (5) (как и отказ Q12 (Q13) в отключении КЗ на линии 4 (5)), что ведет к снижению выработки мощности блоками 1 и 2. При отказе Q7 в отключении КЗ на Q12 от действия УРОВ отключается Q10 (Q8 был отключен РЗ линии 4), линия 4 отключается, теряется  на t3. После соответствующих оперативных переключений Q10 включается. Отключение линии 4 приводит к снижению выработки мощности блоками 1 и 2. Отказ Q9 (Q10) в отключении КЗ на Q13 все аналогично. Работа схемы при плановом и аварийном ремонте линии 4 и 5 рассматривается аналогично.

*В режиме j11 при аварийном ремонте Q6* последний выводится разъединителями 14 и 15. При отказе типа «КЗ в обе стороны» выключателя Q11 не приводит к потерям. При таком же отказе Q12 от РЗ линии 4 отключаются Q7 и Q8. Кратковременно снижается выработка мощности блоками 1 и 2. Аналогичное снижение при отказе Q8 в отключении КЗ на Q11. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q13 от РЗ линии 5 отключаются Q9 и Q10. Теряется  на t3. Отказ Q7 в отключении КЗ на Q12 от действия УРОВ отключается Q10 (Q8 был отключен РЗ линии 4), что приводит к потере  на t3. После соответствующих оперативных переключений к снижению выработка мощности блоками 1 и 2. Отказ Q9 в отключении КЗ на Q13 – теряется  на t4. При отказе Q10 в отключении КЗ на Q13 происходит кратковременное погашении станции. Теряется  на t3. Работа схемы в режиме аварийного ремонта Q7 все аналогично.

В *режиме j13 и j14 при аварийном и плановом ремонте Q8* выводится разъединителями 18 и 19*.* Отказ Q6 (Q7; Q9-Q10) в отключении КЗ на Q11  
(Q12; Q13) приводит к потере  () на t3.

*В режиме* *j15 при аварийном ремонте Q9.* При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q11 приводит к отключению линии 3. Теряется  на t3. Аналогичная потеря блока 2 при отказе Q7 (Q10) в отключении КЗ на Q12 (Q13). При отказе Q8 (Q6) в отключении КЗ на Q11 – теряется  на t4. Работа схемы в режиме аварийного ремонта Q10 все аналогично.

*В режиме j17(j18) и j19 при аварийном ремонте Q11 (Q12) и Q13* линия 3 (4) и 5 отключена на время его ремонта, соответственно. Теряемые мощности аналогичны режимам *j5 и j7 (j6 и j8) и j9 (j10).*

После ввода исходных данных в программу расчета составляется таблица расчетно-логических связей определяются показатели , , W. Расчет эффективности энергосбережения для схем на рисунке 2.3 показали, что получаемый экономический эффект менее 1% (поэтому результаты не приведены). Дело в том, что в этих схемах уменьшается вероятность отказа выключателя в отключении КЗ на линии за счет подключения дополнительного выключателя на ней, тем самым предотвращается дальнейшее развитие аварии. Однако, вероятность отказа выключателя в отключении КЗ на блоке остается как в традиционной схеме, не уменьшая при этом величину W. Потому что, большую долю величины недоотпуска электроэнергии составляют аварии при КЗ на блоке и отказы выключателя в отключении КЗ на нем.

**Выводы по второму разделу**

1. Замена воздушных выключателей (ВВ) на элегазовые (ЭВ) в традиционных схемах ОРУ четырехугольника, пятиугольника и шестиугольника напряжением 330-750 дает возможность уменьшить недоотпуск электроэнергии с блоками имеющий генераторный выключатель на 4,5-8,3%, а без них – 2,3-3,9%, а в схеме треугольника до 1%.

2. Подключение дополнительного выключателя между трансформатором блока и его двумя выключателями во всех рассмотренных кольцевых схемах ОРУ напряжением 330-750 кВ без генераторного выключателя в блоке эффективнее, чем замена ВВ на ЭВ. Наибольший эффект достигается в схеме шестиугольника напряжением 750 кВ. Аналогичное подключение на линии не дает эффекта в энергосбережении.

3. Усовершенствование таблично-логического метода позволяет уточнить результаты расчетов традиционных кольцевых схем на 5-10% и рассчитывать недоотпуск электроэнергии в схемах с дополнительным выключателем по пункту 2.

**3 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПУТЕМ УДВОЕНИЯ И УТРОЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ В КОЛЬЦЕВЫХ СХЕМАХ ОРУ**

**3.1 Ввод дополнительного выключателя в кольцевые схемы последовательно к каждому из имеющихся**

В параграфах 2.2, 2.3 сделана попытка усовершенствовать традиционные схемы ОРУ путем подключения дополнительного выключателя между трансформатором блока (или ЛЭП) и его (ее) двумя выключателями (рисунки 2.1, 2.2, 2.3). Здесь представлен еще один путь – подключение дополнительного выключателя последовательно к каждому из имеющихся в традиционной схеме, предлагаемая 2 – ПР2 (рисунок 3.1).

Рассмотрим схему четырехугольника (рисунок 3.1а) в отличии от традиционной (рисунок 1.1а) она позволяет снизить частоту потери генерируемой и передаваемой мощности в ОРУ за счет того, что при возникновении отказов любого из выключателей РЗ соответствующего присоединения действует не на два одиночных выключателя, а на каждый из двух последовательно включенных выключателей. В результате частота отказа в разрыве соединения между блоком и линией уменьшается, так как в традиционной схеме (рисунок 1.1а) она равна λ, а в предлагаемой схеме λ2 (λ<1). Для этих схем количество расчетных режимов работы аналогичны традиционным. Но относительная длительность  двух последовательно включенных выключателей по теории вероятности будет определяться по выражению .

Схема четырехугольника (рисунок 3.1а) содержит: два блока 1-2, две линии 3-4, восемь выключателей Q5-Q12 с разъединителями с каждой из сторон 13-20. Разъединитель 21 первого блока 1 подключен к разъединителям 13 и 20 первого Q5 и четвертого Q8 выключателей. Разъединитель 22 второго блока 2 подключен к разъединителям 16 и 17 второго Q6 и третьего Q7 выключателей, соответственно. Разъединитель 23 первой линии 3 подключен к разъединителям 14 и 15 пятого Q9 и шестого Q10 выключателей, соответственно, которые подключены последовательно с первым Q5 и вторым Q6 выключателями. Разъединитель 24 второй линии 4 подключен к разъединителям 18 и 19 седьмого Q11 и восьмого Q12 выключателей, соответственно, которые подключены последовательно с третьим Q7 и четвертым Q8 выключателями.

Рассмотрим работу этой схемы для *нормального режима* *работы* *j0*, выключателиQ5-Q12 включены. После того, когда произошло КЗ в блоке 1 от действия его РЗ отключаются Q5, Q8, Q9 и Q12 после чего оперативный персонал отключает разъединитель 21. Теряется  на время t1. При КЗ в блоке 2 схема работает аналогично. При КЗ на линии 3 от действия ее РЗ отключаются Q5, Q6, Q9 и Q10, что приводит к уменьшению выработки мощности блоками 1 и 2. Если КЗ неустойчивое через время t2 выключатели Q5, Q6, Q9 и Q10 включаются и восстанавливается нормальный режим работы.

|  |  |
| --- | --- |
| а | б |
| в | г |

а – четырехугольника; б – треугольника; в, г – пятиугольника

Рисунок 3.1 – Подключение дополнительного выключателя последовательно к каждому из имеющихся в традиционной схеме ОРУ

Если КЗ на линии 3 устойчивое, то после отключения этих выключателей оперативный персонал отключает разъединитель 23 и линия выводится в ремонт. При КЗ на линии 4 схема работает аналогично. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q5 от действия РЗ блока 1 отключаются Q8, Q9 и Q12, что приводит к его потере. После отключения Q5 (для ремонта) и Q9 (для профилактического осмотра) от схемы разъединителями, Q8 и Q12 включаются обратно, и осуществляется пуск блока 1 через время t3. При отказах типа «КЗ в обе стороны» Q6-Q8 схема работает аналогично. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q9 от действия РЗ линии 3 отключаются Q5, Q6 и Q10, что приводит к ее кратковременному отключению и уменьшению выработки мощности блоками 1 и 2. После отключения Q5 (для профилактического осмотра), Q9 (для ремонта) от схемы разъединителями, Q6 и Q10 включаются обратно, и линия 3 подключается к схеме. При отказах типа «КЗ в обе стороны» Q10-Q12 схема работает аналогично. Отказ выключателя Q5 в отключении КЗ на Q9 от действия УРОВ отключаются Q8 и Q12 (Q6 и Q10 были отключены РЗ линии 3), линия 3 отключается, и теряется блок 1. После отключения Q5 и Q9 (для ремонта) от схемы разъединителями, Q6, Q8, Q10 и Q12 включаются, линия 3 подключается к схеме, и через время t3 запускается блок 1. При КЗ на Q5-Q8 (Q10-Q12) совпадающих с отказами в отключении Q9-Q12 (Q6-Q8) все аналогично. Отказ Q9 в отключении КЗ на линии 3 не приводит к утяжелению последствий при КЗ на этой линии в условиях безотказного отключения ее выключателей, так как включенный последовательно с ним Q5 отключается от действия РЗ линии 3 (также, как и Q6 и Q10) и разрывает цепь, соединяющую линию 3 и блок 1. При этом, если КЗ на линии 3 неустойчивое, то через время t2 выключатели Q5, Q6 и Q10 включаются (Q9 из-за отказа оставался включенным), и восстанавливается нормальный режим работы. После отключения устойчивого КЗ линия 3 выводится в ремонт. Разъединителями от схемы отключаются Q5 (для профилактического осмотра) и Q9 (для ремонта), а также Q6 и Q10. Так как, код аварии при КЗ на линии 3 и отказе Q9 в отключении КЗ на ней повторяется, то согласно [14, с. 92] код не записывается. При КЗ на линиях 3 и 4 или при КЗ в блоках 1 и 2, совпадающих с отказами в отключении Q5 или Q9, Q6 или Q10, Q7 или Q11, Q8 или Q12, схема работает аналогично. Отказ Q5 (Q9) во включении от АПВ при неустойчивом КЗ на линии 3 не приводит к потере мощности, так как включаться выключатели Q6 и Q10. Работа схемы в ремонтных режимах рассматривается аналогично.

Предлагаемая вторая схема – ПР2 (рисунок 3.1а) позволит уменьшить вероятность отказа выключателя в отключении КЗ на блоке и линии, предотвратив дальнейшее развитие аварии и надежно отключив поврежденный элемент от схемы. В результате уменьшается расчетная частота аварии и величина W. Расчеты выполнялись при наличии в блоках генераторных выключателей и без них с исходными данными из таблицы А1 (Приложение А).

Выдаваемые программой расчетно-логические связи в *j* режимах и значения , , W представлены в таблицах Б1 и Б2, соответственно, (Приложение Б). Выполнен аналитический расчет ожидаемого ущерба по (1.5) и затрат по (2.2) с установкой ЭВ. Результаты расчетов уменьшения W и У при реконструкциив результате подключения ВВ (ЭВ) последовательно к имеющимся ВВ по данным [МЭИ] и затрат при проектировании с ЭВ по [МЭИ] ([Н]) представлены в таблицах 3.1 и 3.2, соответственно. Там же результаты расчетов на другие ступени напряжения и мощности блоков с ЭВ, а также для схем шестиугольник с 3БЛ, 3ЛЭП, а для комбинации 2БЛ, 4ЛЭП не представлены. Приведем несколько результатов для такой комбинации присоединений с установкой ЭВ: на 500 кВ с блоками 1000 МВт и 330 кВ –   
300 МВт: % и %; % и %; % и %.

Таблица 3.1– Уменьшение недоотпуска (W) и ущерба (У) при реконструкции в результате подключения ВВ (ЭВ) последовательно к имеющимся ВВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Схема ОРУ | четырехугольник | | | | | | | пятиугольник | | | | | | | | | шестиугольник | | | | | | | |
| Последовательное подключение ВВ к имеющимся ВВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| U, кВ | 750 | | | 500 | | | 330 | | 750 | | | | 500 | | | 330 | 750 | | | 500 | | | | 330 |
| Р·102,  МВт | 12 | 10 | 8 | 8 | 5 | 3 | 3 | 12 | | 10 | 8 | 10 | | 8 | 5 | 3 | 12 | 10 | 8 | 8 | 5 | 3 | 3 | |
| при 0,1λБ, % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ΔW | 9,1 | 7,5 | 7,5 | 12,3 | 9,3 | 7,1 | 12,5 | 6,2 | | 6,2 | 6,3 | 7,1 | | 7 | 7,1 | 8,4 | 1,1 | 1,2 | 0,7 | 5,6 | 5,1 | 5,1 | 8,4 | |
| ΔУРЕК | 8,5 | 6,7 | 6,6 | 12 | 8,4 | 4,7 | 11 | 5,5 | | 5,3 | 5,1 | 6,7 | | 6,3 | 5,8 | 6,7 | 0,6 | 0,5 | - | 5,1 | 4,1 | 2,7 | 7,2 | |
| при λБ, % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ΔW | 9,5 | 9,4 | 9,4 | 7,2 | 8,2 | 8,7 | 9,5 | 7,4 | | 7,4 | 7,4 | 5,5 | | 5,7 | 6,9 | 8,3 | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 2,1 | 5,5 | 6,8 | 7,2 | |
| ΔУРЕК | 9,4 | 9,3 | 9,3 | 7,1 | 8,1 | 8,4 | 9,3 | 7,3 | | 7, | 7,2 | 5,5 | | 5,6 | 6,8 | 8,1 | 2,7 | 2,7 | 2,6 | 2 | 5,4 | 6,5 | 7 | |
| Последовательное подключение ЭВ к имеющимся ВВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| при 0,1λБ, % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ΔW | 11,4 | 9,8 | 9,8 | 12,8 | 9,8 | 7,7 | 12,7 | 9,4 | | 9,4 | 9,5 | 8,3 | | 7,8 | 8,1 | 10,4 | 4,7 | 4,6 | 4,2 | 8,1 | 7,4 | 7,8 | 9,2 | |
| ΔУРЕК | 11 | 9 | 9 | 12,2 | 9,2 | 6 | 11,6 | 8,8 | | 8,6 | 8,4 | 7,9 | | 7,4 | 7,2 | 8,7 | 4,2 | 4 | 3,3 | 7,8 | 6,7 | 6 | 7,9 | |
| при λБ, % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ΔW | 10 | 9,9 | 9,9 | 7,4 | 8,4 | 8,9 | 9,8 | 8,3 | | 8,3 | 8,3 | 6 | | 6 | 7,5 | 8,7 | 4,6 | 4,6 | 4,6 | 3,6 | 6,4 | 7,6 | 7,6 | |
| ΔУРЕК | 9,8 | 9,7 | 9,7 | 7,3 | 8,2 | 8,6 | 9,5 | 8,1 | | 8,1 | 8,1 | 5,9 | | 5,9 | 7,3 | 8,3 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 3,5 | 6,3 | 7,4 | 7,4 | |

Рассмотрим несимметричные схемы ОРУ. Предлагаемая вторая схема треугольника (рисунок 3.1б) содержит: блок 1, две линии 2-3, шесть выключателей Q4-Q9 с разъединителями 10-15 с одной из сторон. Разъединитель 16 блока 1 подключен к разъединителям 10 и 12 первого Q4 и второго Q5 выключателей, соответственно. Разъединитель 17 первой линии 2 подключен к разъединителю 11 четвертого Q7, включенного последовательно с первым Q4, и к разъединителю 14 третьего Q6. Разъединитель 18 второй линии 3 подключен к разъединителям 13 и 15 пятого Q8 и шестого Q9 выключателей, включенных последовательно со вторым Q5 и третьим Q6 выключателями, соответственно. Работа схемы рассматривается аналогично выше изложенному. Получаемый экономический эффект для этой схемы менее 1% (поэтому расчет не представлен).

Таблица 3.2 – Уменьшение W, У, З в результате подключения ЭВ последовательно к каждому из имеющихся ЭВ (ПР2) и параллельного к двум последовательным (ПР3) с блоками имеющие генераторный выключатель

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ОРУ | U, кВ | PБЛ, МВт | Предлагаемые вторая схема - ПР2 и третья - ПР3 при 0,1λБЛ по МЭИ (Н) | | | | | | | | | | |
| W, 106 кВт·ч/год | | З, 109 тг/год | | ΔW, % | | ΔУРЕК, % | ΔЗ, % | | ΔЗ, 109 тг/год | |
| ПР2 | ПР3 | ПР2 | ПР3 | ПР2 | ПР3 | ПР2 | ПР2 | ПР3 | ПР2 | ПР3 |
| 2БЛ, 2ЛЭП | 750 | 1200 | 274  (271) | 262  (269) | 417  (415) | 406  (414) | 9,9  (4,7) | 13,7  (5,4) | 9,3  (4,1) | 6,6  (3,1) | 9,1  (3,3) | 30  (13) | 41  (14) |
| 1000 | 220  (218) | 211  217 | 341  (340) | 333  (339) | 9,2  (4,3) | 12,8  (4,9) | 8,4  (3,5) | 6  (2,7) | 8,3  (2,9) | 22  (9) | 30  (10) |
| 800 | 172  (170) | 165  (169) | 270,6  (269) | 264  (269) | 9,2  (4,3) | 12,8  (4,9) | 8,3  (3,3) | 5,9  (2,6) | 8,1  (2,8) | 17  (7) | 23  (8) |
| 500 | 800 | 186  (158) | 183  (157) | 280  (252) | 277,5  (256,8) | 8,2  (6,4) | 9,4  (7,1) | 7,3  (5,4) | 5,6  (4,1) | 6,4  (4,2) | 17  (11) | 19  (11) |
| 500 | 86,3  (83) | 85  (82) | 146,3  (143) | 145,1  (142,4) | 7,5  (5,4) | 8,7  (6,1) | 6,7  (4,6) | 4,4  (3,1) | 5,2  (3,5) | 7  (5) | 8  (5) |
| 300 | 34  (34,4) | 33,4  (34) | 71,6  (72) | 71  (71,6) | 7  (4,8) | 8,8  (5,8) | 5,5  (2,9) | 3,3  (2,2) | 4,2  (2,7) | 2,5  (2) | 3  (2) |
| 330 | 300 | 38,3  (34) | 37,2  (33,5) | 73,4  (69) | 72,3  (68,6) | 9,8  (7,2) | 12,3  (8,3) | 8,6  (5,8) | 5,2  (3,5) | 6,6  (4,1) | 4  (3) | 5  (3) |
| 2БЛ, 3ЛЭП | 750 | 1200 | 265  (255) | 253  (253) | 413  (403,6) | 402  (402,4) | 9  (4,6) | 13,2  (5,3) | 8,3  (3,7) | 5,9  (2,8) | 8,5  (3,1) | 26  (12) | 37  (13) |
| 1000 | 215  (206) | 206  (205) | 341  (332) | 332  (331) | 9  (4,5) | 13,1  (5,2) | 8,1  (3,5) | 5,8  (2,7) | 8,2  (2,9) | 21  (9) | 30  (10) |
| 800 | 168  (161) | 161  (160) | 271  (264,7) | 265  (264,3) | 9,1  (4,5) | 13,1  (5,2) | 7,9  (3,2) | 5,7  (2,6) | 8  (2,8) | 16  (7) | 23  (8) |
| 500 | 1000 | 223  (211) | 218  (208) | 340,8  (328,7) | 336,6  (326,6) | 6,7  (4,9) | 8,6  (5,9) | 6,4  (4,5) | 4,5  (3,2) | 5,7  (3,8) | 16  (11) | 20  (13) |
| 800 | 165  (164) | 162,6  (163) | 260,3  (259,9) | 258,4  (258,9) | 6,6  (5) | 7,8  (5,6) | 6,1  (4,5) | 4,2  (3,2) | 4,9  (3,5) | 11  (8) | 13  (9) |
| 500 | 80,6  (80) | 79,4  (79) | 142,6  (142) | 141,6  (141,6) | 7  (5,1) | 8,4  (5,9) | 6  (4,1) | 4  (2,8) | 4,7  (3,1) | 6  (4) | 7  (5) |
| 330 | 300 | 33,2  (33) | 32,4  (32,7) | 68,9  (68,8) | 68,3  (68,6) | 6,6  (6,2) | 8,9  (7,1) | 4,8  (4,3) | 3,1  (2,9) | 4,1  (3,2) | 2  (2) | 3  (2) |
| 3БЛ, 3ЛЭП | 750 | 1200 | 435  (409) | 382  (391) | 651  (625,1) | 599  (608) | 3,7  (2,3) | 15,4  (6,6) | 3,1  (1,7) | 2,4  (1,4) | 10,2  (4,1) | 16  (9) | 68  (26) |
| 1000 | 353  (330) | 311  (315) | 535  (512) | 493  (498,4) | 3,7  (2,2) | 15,3  (6,5) | 3  (1,4) | 2,4  (1,3) | 10  (3,9) | 13  (7) | 55  (20) |
| 800 | 275  (253,4) | 242,2  (242) | 423  (402,3) | 392  (391,6) | 3,5  (1,9) | 14,9  (6,2) | 2,6  (0,9) | 2,2  (1,1) | 9,5  (3,7) | 9  (4) | 41  (15) |
| 500 | 800 | 276  (234) | 259  (222) | 416,3  (374,6) | 399,9  (363,2) | 4,1  (2,5) | 9,9  (7,3) | 3,7  (2,1) | 2,7  (1,5) | 6,5  (4,5) | 12  (6) | 28  (17) |
| 500 | 127  (125) | 121  (121) | 216,6  (215,3) | 211  (211,4) | 4,9  (3,7) | 9,3  (6,9) | 4,1  (3) | 2,8  (2,1) | 5,4  (3,9) | 6  (5) | 12  (9) |
| 300 | 50,2  (49) | 48  (48) | 106,6  (105,8) | 104,6  (104,6) | 5,7  (3,9) | 9,7  (6,6) | 3,7  (1,9) | 2,6  (1,6) | 4,3  (2,8) | 3  (2) | 5  (3) |
| 330 | 300 | 54,5  (51) | 52  (49) | 107,1  (103,1) | 104,7  (101,7) | 6,7  (5,4) | 11  (8,3) | 5,3  (3,9) | 3,4  (2,6) | 5,6  (3,9) | 4  (3) | 6  (4) |

Разработана схема ОРУ пятиугольника с двумя блоками генератор-трансформатор и тремя линиями [63] (Приложение В) (рисунок 3.1в). Выполнено путем подключения дополнительного выключателя последовательно к трем имеющимся в схеме. Она содержит: два блока 1-2, три

линии 3-5, восемь выключателей Q6-Q13 с разъединителями 14-23. Разъединитель 24 блока 1 подключен к первому разъединителю 14 первого Q6 и к разъединителю 20 четвертого Q9. Разъединитель 25 блока 2 подключен к первому разъединителю 16 второго Q7 и к разъединителю 23 пятого Q10. Разъединитель 26 первой линии 3 подключен ко второму разъединителю 15 первого Q6 и к разъединителю 18 третьего Q8. Разъединитель 27 второй линии 4 подключен ко второму разъединителю 17 второго Q7 и к разъединителю 19 шестого Q11, включенного последовательно с третьим Q8. Разъединитель 28 третьей линии 5 подключен к разъединителям 21 и 22 седьмого Q12 и восьмого Q13 выключателей, включенных последовательно с четвертым Q9 и пятым Q10, соответственно [63, с. 6].

*Работа предлагаемой схемы*. Во всех режимах при КЗ на блоке 1 (2) – потеря () на время t1. *В нормальном режиме работы j0*, Q6-Q13 включены. После того, когда произошло КЗ на линии 3 (4; 5) не происходит потери мощности. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q6 от действия РЗ линии 3 и блока 1 отключаются Q8, Q9, Q11 и Q12. Теряется  на время t3. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q8 от действия РЗ линии 3 отключаются Q6 и Q11, что приводит к ее кратковременному отключению без потери мощности. Отказ типа «КЗ в обе стороны» Q9 приводит к потере  на время t3. При КЗ на линии 3 и отказе в отключении Q6 от действия УРОВ отключаются Q9 и Q12 (Q8 и Q11 были отключены РЗ линии 3). Теряется  на время t3. Отказ Q8 в отключении КЗ на линии 3 не приводит к утяжелению последствий при КЗ на этой линии, так как включенный последовательно с ним Q11 отключается от действия РЗ линии 3 (также, как и Q6) и разрывает цепь, соединяющую линии 3 и 4. Отказ Q6 в отключении КЗ в блоке 1 приводит к кратковременной потере линии 3, так как от действия УРОВ отключаются Q8 и Q11 (Q9 и Q12 были отключены РЗ блока 1). Блок 1 выводится в аварийный ремонт разъединителем 24, также для ремонта разъединителями от схемы отключается Q6, а для профилактического осмотра Q9 и Q12. После этого Q8 и Q11 включаются, и линия 3 подключается к схеме. При отказе Q6 в отключении КЗ на Q8 от действия УРОВ отключаются Q9 и Q12 (Q11 был отключен РЗ линии 3), что приводит к потере  на время t3. При отказе Q6 в отключении КЗ на Q9 от действия УРОВ отключаются Q8 и Q11 (Q12 был отключен РЗ блока 1), что приводит к отключению линии 3 и потере  на время t4. После соответствующих оперативных переключений линия 3 подключается к схеме. При отказе Q7 (Q9; Q10; Q12; Q13) в отключении КЗ на выключателе Q10 (Q12; Q13; Q9; Q10) все аналогично   
[63, с. 7]. Работа схемы в ремонтных режимах рассматривается аналогично.

На рисунке 3.1г представлена предлагаемая вторая схема пятиугольника (ПР2), которая в отличии от предыдущей предлагаемой (рисунок 3.1в), выполняется с подключением дополнительного выключателя последовательно к каждому из имеющихся. В схеме (рисунок 3.1в) аварии при отказе выключателя в отключении КЗ на присоединении в цепях с установкой одиночного выключателя (Q6 и Q7) равна λ, а в предлагаемой схеме (ПР2) λ2, что позволит уменьшить частоту отказа и тем суммарный недоотпуск электроэнергии. Работа этой схемы рассматривается аналогично выше изложенным, поэтому не представлена. Результаты расчетов уменьшения W и У при реконструкции и затрат на сооружение ЭС для схемы пятиугольник на разные ступени напряжения представлены в таблицах 3.1 и 3.2, соответственно.

Из таблицы 3.1 видно, что при реконструкции схем ОРУ напряжением 750-330 кВ предлагаемым (ПР2) в результате последовательного подключения ВВ к каждому из имеющихся ВВ при наличии в блоках генераторного выключателя (и без них) можно уменьшить W по данным [МЭИ] в схеме четырехугольник, пятиугольник и шестиугольник (рисунок 3.1а, г) на 7,1-12,5% (7,2-9,5%), 6,2-8,4% (5,5-8,3%) и 0,7-8,4% (2,1-7,2%), соответственно. При реконструкции в результате подключения ЭВ последовательно к каждому из имеющихся ВВ позволит уменьшить W для четырехугольника – 7,7-12,8%   
(7,4-10%), пятиугольника – 7,2-8,8% (5,9-8,3%) и шестиугольника – 4,2-9,2% (3,6-7,6%). Из-за меньшей частоты отказов введенного ЭВ в сравнении с ВВ эффект в энергосбережении увеличивается на 0,2-3,6% (0,2-1,9%) в зависимости от напряжения на ОРУ и мощности блоков. При реконструкции кольцевых схем ОРУ с имеющимися ЭВ (при наличии генераторного выключателя в блоке) на ПР2 с дополнительным ЭВ можно получить уменьшение W для тех же схем по данным [МЭИ] ([Н]) на 7-9,9% (4,3-7,2%), 6,6-9% (4,5-6,2%), 3,5-6,7% (1,9-5,4) (из таблицы 3.2).

Отметим следующее: если размеры ОРУ позволяют провести реконструкцию по предлагаемой второй схеме, то эффект в уменьшении W в большей степени, чем замена ВВ на ЭВ для схем четырехугольника, пятиугольника и при напряжении 330, 500 кВ шестиугольника при наличии в блоках генераторных выключателей.

Использование этих схем вместо традиционных, при проектировании сооружения электростанций, может принести экономию в затратах при этих же напряжениях по данным [МЭИ] ([Н]) при 0,1λБЛ в четырехугольнике на  
3,3-6,6% (2,2-4,1%), в пятиугольнике – 3,1-5,9% (2,6-3,2%), в шестиугольнике – 2,2-3,4% (1,1-2,6%), а при λБЛ для всех схем на 2,6-7,7%. С эффектом 5% и более при проектировании такое решение можно рекомендовать для 8 схем из 21 рассмотренных по данным [МЭИ] (четырехугольник 750, 500 и 330 кВ с блоками 1200-800 МВт и 300 МВт, пятиугольник 750 кВ – 1200-800 МВт).

Отметим следующее: при выполнении расчета по данным [Н] получаемые эффекты в уменьшении W, У, З меньше на 2-3% в сравнении с полученными результатами по данными [МЭИ]. Однако, тенденция в получении эффекта энергосбережения сохраняется.

**3.2 Утроение выключателей**

В данном параграфе рассматривается возможность повышения эффективности энергосбережения кольцевых схем ОРУ путем подключения двух дополнительных выключателей: одного последовательно к каждому из имеющихся, а второго между трансформатором блока (линией) и его (ее) двух выключателей (рисунок 3.2).

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
| а | б |
| в | |

а – четырехугольник; б – шестиугольник; в – пятиугольника

Рисунок 3.2 – Утроение выключателей в кольцевых схемах ОРУ

Схема четырехугольника (рисунок 3.2а) содержит: два блока 1-2, две линии 3-4 и десять выключателей Q5-Q12, Q25 и Q26. Разъединитель 21 первого блока 1 подключен к Q25, разъединитель 27 которого подключен к точке соединения разъединителей 13 и 20 первого Q5 и четвертого Q8 выключателей, соответственно. Разъединитель 22 второго блока 2 подключен к Q26, разъединитель 28 которого подключен к точке соединения разъединителей 16 и 17 второго Q6 и третьего Q7 выключателей, соответственно. Подключение линий 3 и 4, а также Q5-Q12, также как в третьей схемы (на рисунке 3.1а). Рассматриваемые режимы аналогичны рассмотренным выше (параграф 3.1) и добавляются дополнительные аварийные ремонтные режимы *j13(j14)* – выключателя Q25(Q26). Это учитывается при определении относительной длительности нормального режима *j0*, согласно (1.1) по данным [МЭИ] и (Н), для ОРУ напряжением 500 кВ и блоками 500 МВт (с ЭВ) составляет  (). Как видно, в сравнении с ПР2 схемой эта величина уменьшилась на 0,26(0,14)%, соответственно. Работа этой схемы в нормальном и ремонтных режимах аналогично ПР2 (на рисунке 3.1а). Во всех режимах введенные Q25 и Q26 создают дополнительные отказы, такие как отказы типа «КЗ в обе стороны», что приводит к потере блока на время ремонта выключателя. К таким же потерям приводят отказ Q5 (Q8; Q9; Q12) в отключении КЗ на Q25 (как и отказ Q6 (Q7; Q10; Q11 в отключении КЗ на Q26). Эти отказы вызывают дополнительные потери мощности и увеличивают расчетную величину W, следовательно, ухудшая эффективность энергосбережения.

Для схем ОРУ шестиугольника (схема не представлена) и пятиугольника (рисунок 3.2в) аналогичное решение. Для треугольника не рассматривалось, потому что в предыдущих решениях не дает положительного эффекта.

Расчет недоотпуска электроэнергии проводился по разработанной программе расчета, далее аналитически определяется ущерб от этого недоотпуска и затраты на сооружение ЭС по (1.5) и (1.6), соответственно. Результаты расчетов уменьшения W и затрат при сооружение представлены в таблице 3.3, там же на другие ступени напряжения 330-750 кВ с мощностью блоков 300-1200 МВт с ЭВ и сравнительный анализ с традиционной. Из них видно, что рассматриваемые схемы (рисунок 3.2) менее эффективны в энергосбережении, чем предыдущие (рисунок 3.1). Эти схемы позволят уменьшить недоотпуск электроэнергии, для схемы четырехугольник (рисунок 3.2а) при 750, 330, 500 кВ на 0,7-2,5%, шестиугольник на 0,3-4%, пятиугольник (рисунок 3.2в) – 0,2-3%. При проектировании использование этих схем вместо традиционных с ЭВ при наличии генераторных выключателей может принести экономию в затратах в схемах при напряжении 330-750 кВ для четырехугольника на 0,3-1,1%, для пятиугольника на 0,1-1,9%, для шестиугольника на 0,6-2,6%. Получаемые результаты в эффективности энергосбережения менее 5%, применение данной схемы не имеет смысла.

Таблица 3.3 – Уменьшение недоотпуска (W) и затрат (З) в результате последовательного подключения ЭВ и между трансформатором блока и его двумя выключателями по данным МЭИ (Н)

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ОРУ | U, кВ | PБЛ, МВт | Последовательное подключения и между трансформатором блока и его двумя выключателями | | | | |
| W, 106 кВт·ч/год | З, 109  тг/год | ΔW, % | ΔЗ, % | ΔЗ, 109 тг/год |
| 0,1λБЛ | | | | |
| 2БЛ, 2ЛЭП | 750 | 1200 | 300 (281) | 444 (425) | 1,2 (1,3) | (0,7) | (3,1) |
| 1000 | 242,2 (226,4) | 364 (348) | (0,7) | (0,3) | (0,8) |
| 800 | 189 (176,7) | 288 (276) | (0,8) | (0,4) | (0,6) |
| 500 | 800 | 209 (170) | 302,7(264) | - | - | - |
| 500 | 91,3 (87) | 151,4 (147) | 2,1 (1,2) | 1,1 (0,6) | 1,8 (0,8) |
| 300 | 37 (36,6) | 74,6 (74) | - | - | - |
| 330 | 300 | 41,8 (35,6) | 77 (71) | 1,4 (2,5) | 0,6 (1) | 0,5 (0,7) |
| 2БЛ, 3ЛЭП | 750 | 1200 | 292 (265,2) | 441 (414) | 0,3 (0,8) | 0,3 | 1,3 |
| 1000 | 224 (214,2) | 350,4 (340,6) | 0,2 (0,8) | 0,2 | 0,8 |
| 800 | 185 (167,4) | 289 (271,4) | (0,9) | 0,2 | 0,5 |
| 500 | 1000 | 232 (217) | 350 (335) | 3 (1,9) | 1,9 (1,2) | 6,8 (4) |
| 800 | 171,7 (170) | 267,4 (265) | 2,6 (1,9) | 1,6 (1,2) | 4,4 (3) |
| 500 | 85,6 (84) | 147,6 (146) | 1,3 (0,7) | 0,6 (0,2) | 0,9 (0,3) |
| 330 | 300 | 36,8 (35) | 72,6 (71) | -(0,8) | - (0,1) | - (0,1) |
| 3БЛ, 3ЛЭП | 750 | 1200 | 451 (412,7) | 667 (629) | 0,3 (1,5) | 0,9 | 5,7 |
| 1000 | 366 (332,6) | 548 (515) | 0,2 (1,3) | 0,7 | 3,4 |
| 800 | 284 (255,6) | 434 (405) | (1,1) | 0,5 | 2 |
| 500 | 800 | 276 (233) | 417 (374) | 4 (2,8) | 2,6 (1,7) | 11 (6,3) |
| 500 | 131 (128) | 221 (218) | 1,6 (1,3) | 0,8 (0,6) | 1,8 (1,4) |
| 300 | 53,6 (52) | 110 (109) | - | - | - |
| 330 | 300 | 62,3 (55) | 115 (108) | - | - | - |
| Устройство по схеме шестиугольник (рисунок 3.2б) | | | | | |  |
| 500 | 500 | 133 (130) | 218 (216) | 4,1 (2,8) | 2,3 (1,5) | 5,2 (3,4) |

Разработанное устройство по схеме шестиугольник с тремя блоками и тремя линиями [64] (Приложение В, рисунок 3.2б) содержит: три блока   
1-3, три линии 4-6, пятнадцать выключателей Q7-Q18 и Q37-Q39. Разъединитель 34 первой линии 4 подключен к Q37, разъединитель 40 которого подключен к разъединителям 20 и 24 седьмого Q13 и девятого Q15 выключателей, включенных последовательно с первым Q7 и третьим Q9 выключателями, соответственно. Разъединитель 35 второй линии 5 подключен к Q38, разъединитель 41 которого подключен к разъединителям 26 и 28 десятого Q16 и одиннадцатого Q17 выключателей, включенных последовательно с четвертым Q10 и пятым Q11 выключателями, соответственно. Разъединитель 36 третьей линии 6 подключен к Q39, разъединитель 42 которого подключен к разъединителям 22 и 30 седьмого Q14 и двенадцатого Q18 выключателей, включенных последовательно со вторым Q8 и шестым Q12 выключателями, соответственно [64, с. 3].

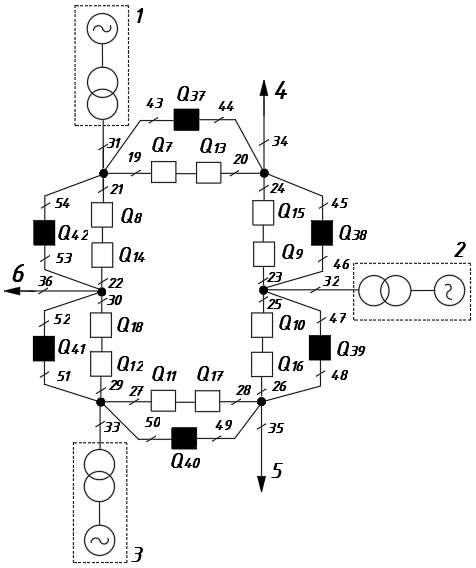
Работа этой схемы в нормальном и ремонтных режимах аналогично рассмотренным ранее. Добавляются режимы аварийного ремонта Q37-Q39. Введенные выключатели, также создают дополнительные отказы, вызывая потери мощности, однако последовательно включенные выключатели уменьшают вероятность отказа в отключении КЗ на присоединении. Поэтому данное устройство может снизить величину недоотпуска электроэнергии и позволит получить экономический эффект в уменьшении затрат при проектировании [64, с. 5]. Результаты расчета на напряжение 500 кВ с блоками 500 МВт сведены в таблице 3.3. Выключатели, подключенные на линии в этой схеме (рисунок 3.2б) ухудшают получаемый эффект по уменьшению затрат при проектировании по данным МЭИ (Н) на 0,5(0,6)%, относительно предлагаемой второй схемы (сравнение таблиц 3.2, 3.3). Поэтому данное усовершенствование не целесообразно.

Сделана попытка уменьшить отказы во включении выключателей от устройств АПВ в предложенных нами схемах ПР2 путем подключения выключателя в горячий резерв к двум последовательным – ПР3, рисунок 3.3 [65, 66] (Приложение В).

Предлагаемые схемы (ПР3) позволят исключить длительный перерыв электроснабжения на время оперативных переключений, за счет включения нормально отключенного выключателя при любом отказе одного из выключателя в цепочке из двух выключателей или при нахождении их в ремонте. Однако, в режиме ремонта одной из цепочек из двух выключателей, подключенный выключатель из горячего резерва создает дополнительные отказы, связанные с ним. При неустойчивом коротком замыкании на линии и отказе во включении одного из последовательно включенных выключателей находящийся в горячем резерве выключатель автоматически включится, тем самым уменьшив вероятность отказа во включении.

Разработанная схема ОРУ треугольника – ПР3 [65, с. 2] содержит такое же количество блоков и линий, как предлагаемая схема 2 (ПР2), а количество выключателей увеличилось на три. Введены Q19-Q21 (нормально отключенные) с разъединителями с каждой из сторон (рисунок 3.3а). Выключатель Q19 своим первым разъединителем 22 подключен к точке соединения разъединителей 11, 14 и 17 выключателей Q6, Q7 и линии 2, соответственно, к которой также подключен второй разъединитель 25 выключателя Q20. Его первый разъединитель 24 подключен к точке соединения разъединителей 10, 12 и 16 выключателей Q4, Q5 и блока 1, соответственно, к которой также подключен первый разъединитель 26 выключателя Q21. Его второй разъединитель 27 подключен к точке соединения разъединителей 13, 15 и 18 выключателей Q8, Q9 и линии 3, соответственно, к которой также подключен второй разъединитель 23 выключателя Q19 [65, с. 7]. Получаемый экономический эффект для этой схемы менее 1%.

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
| а | б |



в

а – треугольника; б – пятиугольника; в – шестиугольника

Рисунок 3.3 – Схемы с выключателями в горячем резерве

В разработанной схеме пятиугольника (ПР3) количество выключателей увеличилось на пять. Введены Q31-Q35 с разъединителями 36-45 с каждой из сторон (рисунок 3.3б). Выключатель Q31 своим первым разъединителем 36 подключен к точке соединения разъединителей 16, 22 и 26 выключателей Q6, Q9 и блока 1, соответственно, к которой также подключен первый разъединитель 42 выключателя Q34. Второй его разъединитель 43 подключен к точке соединения разъединителей 23, 25 и 30 выключателей Q12, Q13 и линии 5, к которой также подключен второй разъединитель 45 выключателя Q35. Первый его разъединитель 44 подключен к точке соединения разъединителей 18, 24 и 27 выключателей Q7, Q10 и блока 2, соответственно, к которой также подключен первый разъединитель 38 выключателя Q32. Второй его разъединитель 39 подключен к точке соединения разъединителей 19, 21 и 29 выключателей Q15, Q11 и линии 4, соответственно, к которой также подключен второй разъединитель 41 выключателя Q33. Первый его разъединитель 40 подключен к точке соединения разъединителей 17, 20 и 28 выключателей Q14, Q8 и линии 3, соответственно, к которой также подключен второй разъединитель 37 выключателя Q31 [66, с. 5]. Рассматриваемые режимы работы аналогичны схеме ПР2 (на рисунке 3.1г). Рассмотрим работу устройства (рисунок 3.3б) напряжением 500 кВ с блоками 500 МВт для нормального *j0* и ремонтного режима *j11* с подключением резервного выключателя. Описаны только те отказы, которые отсутствуют для схемы ПР2 пятиугольника.

*В нормальном режиме работы j0*, Q6-Q15 включены, а Q31-Q35 отключены. При отказе типа «КЗ в обе стороны» Q6 от действия РЗ блока 1 отключаются Q9, Q12 и Q14. Теряется  на время t3. После отключения разъединителями от схемы Q6 (для ремонта) и Q14 (для профилактического осмотра), включаются Q9, Q12 и нормально отключенный Q31. Такое же подключение выключателя в горячем резерве при отказе любого из Q7-Q15. Отказ Q6 в отключении КЗ на Q9 от действия РЗ блока 1 отключаются Q12 и Q14. Теряется блок 1. После отключения разъединителями от схемы Q6, Q9, Q12 и Q14, включаются нормально отключенные Q31 и Q34. Запускается блок 1 через t3. При данном отказе предотвращается длительная потеря блока 1. Аналогичное подключение резервных выключателей производится при отказе Q7-Q15 в отключении КЗ на (Q10, Q14, Q6, Q7, Q15, Q13, Q12, Q8, Q11).

*В режиме j11 при аварийном ремонте Q6 и Q14*, они выводятся разъединителями 16 и 17 и включают выключатель Q31. Все повреждения Q31 такие, как отказ типа «КЗ в обе стороны», отказ в отключении КЗ на линии или блоке приводят к потере двух присоединений. При отказе Q31 в отключении КЗ на Q8 от действия УРОВ отключаются Q9 и Q12 (Q11 был отключен РЗ линии 3). Отключается линия 3 и блок 1. После отключения разъединителями от схемы Q31, Q8 (для ремонта) и Q11 (для профилактического осмотра), включаются Q9, Q12 и нормально отключенный Q33. Линия 3 подключается к схеме и запускается блок 1. При отказе Q31 в отключении КЗ на Q9 также теряется линия 3 и  на время t3. После отключения от схемы Q31, Q9 и Q12, включаются Q8, Q11 и нормально отключенный Q34. В данном режиме при отказе Q31 в отключении КЗ на блоке 1 от действия УРОВ отключаются Q8 и Q11 (Q9 и Q12 были отключены РЗ блока 1). Теряется  на время t1. Аналогично рассматриваются отказы других выключателей с дальнейшим подключением резервных выключателей [66, с. 7]. Расчет W выполнен по программе. Аналитически определяются З по (2.2) для этой схемы. Результаты уменьшения W и З с блоками имеющие генераторный выключатель представлены в таблице 3.2. Там же результаты расчетов для других ступеней напряжения и мощностей блоков.

Для симметричных схем (четырехугольника, шестиугольника) выполнено аналогичное решение. На рисунке 3.3в представлена схема ОРУ шестиугольника. Результаты расчетов сведены в таблицу 3.2.

Из таблицы 3.2 видно, что предлагаемые схемы ОРУ с ЭВ и генераторными выключателями в блоках в сравнении с традиционной с такими же выключателями дают возможность на напряжениях 330-750 кВ уменьшить недоотпуск электроэнергии по данным МЭИ (Н) в четырехугольнике 8,7-13,7% (4,9-8,3%), в пятиугольнике – 7,8-13,2% (5,2-7,1%), в шестиугольнике –   
9,3-15,4% (6,2-8,3%). Использование этой схемы вместо традиционной может принести экономию в уменьшении затрат при сооружении электростанций при напряжении 330-750 кВ на 4,2-9,1% (2,7-4,2%), 4,1-8,5% (2,8-3,8%),   
4,3-10,2% (2,8-4,5%), соответственно.

Отметим следующее, подключение в горячий резерв выключателя параллельно имеющемуся в традиционных схемах не приносит уменьшение ущерба, а лишь увеличивает затраты. Поэтому здесь не приводится.

**3.3 Сопоставление разработанных и традиционных схем по эффективности энергосбережения**

Расчеты для всех рассмотренных схем ОРУ велись с использованием двух источников исходных данных [39, с. 37-40; 51, с. 53] – группы авторов МЭИ и [40, с. 57] Непомнящего В.А., по усовершенствованному таблично-логическому методу. Они показали, что, независимо по какой статистике ведется расчет, наши предложения позволяют получить эффективность энергосбережения при реконструкции традиционных схем ОРУ на предлагаемые по первому и второму способу, а при проектировании – третьему.

Подытожим результаты исследования возможных изменений в схемах ОРУ путем введения дополнительных выключателей. Приведем таблицы 3.4 и 3.5 с результатами расчетов по данным [МЭИ]. В таблице 3.4 представлены результаты уменьшения недоотпуска электроэнергии (W) и ущерба (У) в кольцевых схемах ОРУ напряжением 750-330 кВ с генераторным выключателем в блоках и без них при замене воздушного (ВВ) на элегазовый (ЭВ), а также при подключении дополнительного выключателя. В таблице 3.5 – уменьшение W и затрат (З) на сооружение ЭС. Все результаты приведены для предлагаемых схем с максимальным эффектом энергосбережения: ПР1 – дополнительный ВВ (ЭВ) между трансформатором блока и его двумя ВВ; ПР2 – подключение дополнительного ВВ (ЭВ) последовательно к каждому из имеющихся ВВ; ПР3 – в горячий резерв параллельно к двум последовательным с ЭВ (по предыдущему способу).

Из таблицы 3.4 видно, что в кольцевых схемах ОРУ замена ВВ на ЭВ при наличии генераторного выключателя в блоке позволит получить больший эффект в уменьшении недоотпуска электроэнергии (W) в сравнении с его отсутствием.

Таблица 3.4 – Уменьшение недоотпуска (W) и ущерба (У) при реконструкции для кольцевых схем ОРУ с блоками имеющие генераторный выключатель и без них путем замены воздушного (ВВ) на элегазовый (ЭВ) и подключением дополнительных выключателей по первому способу (ПР1), по второму (ПР2) и по третьему (ПР3)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Схема ОРУ | U,  кВ | PБ·102, МВт | W, 106 кВтч/год | | ВВ на ЭВ, % | | ПР1 - ВВ (ЭВ) к ВВ,% | | ПР2 - ВВ (ЭВ) к ВВ, % | | W, 106 кВтч/год | | ВВ на ЭВ, % | | ПР1 - ВВ (ЭВ) к ВВ, % | | ПР2 - ВВ (ЭВ) к ВВ, % | |
| ВВ | ЭВ | ΔW | ΔУРЕК | ΔW | ΔУРЕК | ΔW | ΔУРЕК | ВВ | ЭВ | ΔW | ΔУРЕК | ΔW | ΔУРЕК | ΔW | ΔУРЕК |
| Блоки с генераторным выключателем | | | | | | | | Блоки без генераторного выключателя | | | | | | | | |
| четырехугольник | 750 | 12 | 327 | 304 | 7,1 | 6,6 | (0,6) | (0,3) | 9,1(11,4) | 8,5 (11) | 2444 | 2375 | 2,8 | 2,7 | 8,7 (9,5) | 8,6 (9,4) | 9,5 (10) | 9,4 (9,8) |
| 10 | 256 | 242 | 5,7 | 5,1 | (0,7) | (0,4) | 7,5 (9,8) | 6,7 (9) | 2005 | 1950 | 2,7 | 2,6 | 8,7 (9,5) | 8,6 (9,4) | 9,4 (9,9) | 9,3 (9,7) |
| 8 | 201 | 189 | 5,8 | 4,9 | (0,8) | (0,4) | 7,5 (9,8) | 6,6 (9) | 1568 | 1525 | 2,7 | 2,6 | 8,7 (9,5) | 8,6 (9,4) | 9,4 (9,9) | 9,3 (9,7) |
| 500 | 8 | 221 | 209 | 8,3 | 7,5 | (2,9) | (2,7) | 12,3 (12,8) | 12 (12,2) | 1460 | 1421 | 2,7 | 2,6 | 6,1 (6,5) | 6 (6,5) | 7,2 (7,4) | 7,1 (7,3) |
| 5 | 99 | 93 | 6,1 | 5,4 | (1,9) | (1,6) | 9,3 (9,8) | 8,4 (9,2) | 786 | 764 | 2,8 | 2,7 | 7 (7,7) | 6,9 (7,7) | 8,2 (8,4) | 8,1 (8,2) |
| 3 | 38,7 | 36,6 | 5,4 | 3,7 | - | - | 7,1 (7,7) | 4,7 (6) | 333 | 323 | 3 | 2,8 | 7 (8,1) | 6,8 (8) | 8,7 (8,9) | 8,4 (8,6) |
| 330 | 3 | 45 | 42,4 | 6 | 4,9 | - | - | 12,5 (12,7) | 11 (11,6) | 330 | 318 | 3,5 | 3,4 | 7,6 (8) | 7,5 (7,9) | 9,5 (9,8) | 9,3 (9,5) |
| пятиугольник | 750 | 12 | 309 | 291 | 5,9 | 5,2 | (0,3) | - | 6,2 (9,4) | 5,5 (8,8) | 2454 | 2388 | 2,7 | 2,6 | 8,2 (9,1) | 8,1 (9) | 7,4 (8,3) | 7,3 (8,1) |
| 10 | 251 | 236 | 5,7 | 4,9 | (0,4) | (0,1) | 6,2 (9,4) | 5,3 (8,6) | 1999 | 1945 | 2,7 | 2,6 | 8,2 (9,2) | 8,1 (9) | 7,4 (8,3) | 7,3 (8,1) |
| 8 | 196 | 185 | 5,8 | 4,7 | (0,6) | (0,1) | 6,3 (9,5) | 5,1 (8,4) | 1563 | 1521 | 2,7 | 2,6 | 8,2 (9,2) | 8,1 (9) | 7,4 (8,3) | 7,2 (8,1) |
| 500 | 10 | 255 | 239 | 6,4 | 6,1 | (1,6) | (1,5) | 7,1 (8,3) | 6,7 (7,9) | 1903 | 1856 | 2,5 | 2,4 | 5,8 (6,3) | 5,8 (6,3) | 5,5 (6) | 5,5 (5,9) |
| 8 | 185 | 176 | 4,5 | 4,1 | (3,4) | (3,2) | 7 (7,8) | 6,3 (7,4) | 1500 | 1466 | 2,3 | 2,2 | 5,8 (6,4) | 5,8 (6,4) | 5,7 (6) | 5,6 (5,9) |
| 5 | 91 | 86,6 | 4,8 | 3,9 | (2,1) | (1,7) | 7,1 (8,1) | 5,8 (7,2) | 786 | 765 | 2,7 | 2,6 | 7 (7,9) | 6,9 (7,5) | 6,9 (7,5) | 6,3 (7,3) |
| 330 | 3 | 37,4 | 35,5 | 5,1 | 3,4 | - | - | 8,4 (10,4) | 6,7 (8,7) | 332 | 321 | 3,3 | 3,1 | 7,5 (8) | 7,4 (7,9) | 8,3 (8,7) | 8,1 (8,3) |
| шестиугольник | 750 | 12 | 485 | 452 | 6,9 | 6,4 | (1,1) | (0,8) | 1,1 (4,7) | 0,6 (4,2) | 3916 | 3762 | 3,9 | 3,8 | 10,8 (12,3) | 10,7 (12,2) | 2,7 (4,6) | 2,7 (4,5) |
| 8 | 304 | 285 | 6,4 | 5,5 | (1,4) | (1) | 0,7 (4,2) | - (3,3) | 2491 | 2394 | 3,9 | 3,8 | 10,9 (12,4) | 10,7 (12,2) | 2,7 (4,6) | 2,6 (4,5) |
| 500 | 8 | 311 | 287 | 7,5 | 7,1 | (3,7) | (3,5) | 5,6 (8,1) | 5,1 (7,8) | 2219 | 2142 | 3,5 | 3,4 | 7,7 (8,8) | 7,7 (8,8) | 2,1 (3,6) | 2 (3,5) |
| 5 | 141 | 133 | 5,5 | 4,8 | (2,6) | (2,3) | 5,1 (7,4) | 4,1 (6,7) | 1211 | 1170 | 3,4 | 3,3 | 8 (9,1) | 7,9 (9,1) | 5,5 (6,4) | 5,4 (6,3) |
| 3 | 56,4 | 53 | 5,8 | 4 | - | - | 5,1 (7,8) | 2,7 (6) | 506 | 488 | 3,4 | 3,2 | 7,6 (9,1) | 7,5 (9) | 6,8 (7,6) | 6,5 (7,4) |
| 330 | 3 | 62 | 58,4 | 5,8 | 4,6 | - | - | 8,4 (9,2) | 7,2 (7,9) | 500 | 481 | 3,9 | 3,8 | 8,3 (9) | 8,2 (8,9) | 7,2 (7,6) | 7 (7,4) |

Таблица 3.5 – Результаты расчетов недоотпуска (W) и затрат (З) на сооружение ЭС для традиционных и предлагаемых схем с элегазовыми выключателями (ЭВ)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Схема ОРУ | Традиционная | | | | Предлагаемые схемы ПР1, ПР2, ПР3 с генераторным выключателем на блоках (без них) | | | | | | | | | | | |
| U,  кВ | PБ·102, МВт | WТР, 106 кВтч/год | ЗТР, 109 тг/год | ЭВ между трансформатором блока и его двумя ЭВ, ПР1 | | | | Последовательное подключение  ЭВ к ЭВ, ПР2 | | | | ЭВ в горячем резерве парал. последовательным ЭВ, ПР3 | | | |
| WПР1, 106 кВтч/год | ΔУРЕК  % | ЗПР1, 109 тг/год | ΔЗПР1,  % | WПР2, 106 кВтч/год | ΔУРЕК, % | ЗПР2, 109 тг/год | ΔЗПР2,  % | | WПР3, 106 кВтч/год | ЗПР3, 109 тг/год | ΔЗПР3,  % |
| четырехугольник | 750 | 12 | 304 | 447 | 304 | - | 448 | - (7,2) | 274 | 9,3 | 417,5 | 6,6 (7,7) | | 262 | 406 | 9,1 (8,3) |
| 10 | 242 | 363 | 242 | - | 364 | - (7,2) | 220 | 8,4 | 341 | 6 (7,7) | | 211 | 333 | 8,3 (8,2) |
| 8 | 189 | 287 | 189 | - | 288 | - (7,1) | 172 | 8,3 | 270 | 5,9 (7,6) | | 165 | 264 | 8,1 (8,2) |
| 500 | 8 | 203 | 296 | 199,3 | 1,3 | 292,5 | 1,2 (4,4) | 186 | 7,3 | 279,5 | 5,6 (4,9) | | 184 | 277,2 | 6,4 (5,1) |
| 5 | 93 | 153 | 92,6 | - | 152,5 | 0,3 (5,1) | 86 | 6,7 | 146,3 | 4,4 (5,7) | | 85 | 145 | 5,2 (5,9) |
| 3 | 36,6 | 74 | 37,2 | - | 75 | - (5,2) | 34 | 5,2 | 71,6 | 3,3 (5,9) | | 33 | 71 | 4,2 (6,1) |
| 330 | 3 | 42,4 | 77 | 44 | - | 79 | - (4,6) | 38,3 | 8,6 | 73 | 5,2 (5,9) | | 37,2 | 72 | 6,6 (6,3) |
| пятиугольник | 750 | 12 | 291 | 438 | 292 | - | 440 | - (7,1) | 265 | 8,3 | 412,3 | 5,9 (7,2) | | 252,6 | 401,7 | 8,5 (8,2) |
| 8 | 184,8 | 288 | 185 | - | 289 | - (7) | 168 | 7,9 | 271,4 | 5,7 (7,1) | | 161 | 265 | 8 (8,1) |
| 500 | 10 | 238,8 | 357 | 234,8 | 1,6 | 353 | 1,1 (4,4) | 223 | 6,4 | 341 | 4,5 (4,6) | | 218 | 336,5 | 5,7 (5) |
| 8 | 176,3 | 271,7 | 173 | 1,7 | 268,5 | 1,2 (4,4) | 165 | 6,1 | 260,3 | 4,2 (4,6) | | 163 | 258,4 | 4,9 (5) |
| 5 | 86,7 | 148,5 | 86 | 0,2 | 148,3 | 0,1 (5,1) | 80,6 | 6 | 142,6 | 4 (5,4) | | 79 | 141,5 | 4,7 (6) |
| 330 | 3 | 35,5 | 71,2 | 37 | - | 72 | - (4,6) | 33,2 | 4,8 | 69 | 3,1 (5,5) | | 32,4 | 68,3 | 4,1 (5,8) |
| шестиугольник | 750 | 12 | 452 | 667 | 451,4 | - | 668 | - (8,9) | 435 | 3,1 | 651 | 2,4 (2,7) | | 382 | 599 | 10,2 (12,3) |
| 8 | 284,5 | 433 | 284,3 | - | 433 | - (8,9) | 274,5 | 2,6 | 423,4 | 2,2 (2,6) | | 242,2 | 392 | 9,5 (12,3) |
| 500 | 8 | 287,5 | 428 | 282 | 1,7 | 422,5 | 1,3 (5,6) | 275,8 | 3,7 | 416,3 | 2,7 (1,6) | | 259 | 400 | 6,5 (7,6) |
| 5 | 133 | 223 | 132 | 0,4 | 222 | 0,4 (5,9) | 126,6 | 4,1 | 216,6 | 2,8 (3,9) | | 121 | 211 | 5,4 (7,4) |
| 3 | 53,2 | 109 | 54 | - | 110,4 | - (5,7) | 50 | 3,7 | 106,6 | 2,6 (4,7) | | 48 | 104,6 | 4,3 (7,1) |
| 330 | 3 | 58,4 | 111 | 61 | - | 113 | - (5,1) | 54,5 | 5,3 | 107,2 | 3,4 (4,5) | | 48 | 104,7 | 5,6 (6,9) |
| Окупаемость дополнительных капиталовложений предлагаемых схем 2-4 месяца | | | | | | | | | | | | | | | | |

Предлагаемый первый способ (ПР1) с дополнительным ВВ между трансформатором блока и его двумя ВВ при наличии генераторных выключателей не дает уменьшения W, а лишь их увеличивает, а аналогичное подключение дополнительного ЭВ уменьшает W на 0,3-3,7%. При отсутствии генераторного выключателя в блоках реконструкция с любыми выключателями в большей степени эффективна, чем замена ВВ на ЭВ.

Предлагаемый второй способ ПР2 с последовательным подключением ВВ (ЭВ) к имеющимся ВВ позволяет уменьшить W в большей степени, чем замена ВВ на ЭВ, кроме шестиугольника напряжением 750, 500 (750) кВ. Однако, реконструкция по такой схеме менее возможна, так как это связано с компоновкой ОРУ, т.е. есть ли место для установки дополнительных выключателей. Подключение дополнительного ЭВ к имеющимся ВВ по такому же способу с блоками имеющий генераторный выключатель позволит уменьшить ущерб при реконструкции на 3,3-12,2%, а замена ВВ на ЭВ - 4-7,5%.

Из таблицы 3.5 видно, что при сооружении электростанций с установкой на ОРУ элегазовых выключателей и с блоками имеющий генераторный выключатель предложенные схемы позволят уменьшить в сравнении с традиционными затраты по предлагаемому первому способу (ПР1) на 0,3-1,3%, по второму (ПР2) – 2,2-6,6% и третьему (ПР3) – 4,1-10,2%. С наибольшим эффектом оказался третий способ – ПР3. Однако, такая схема имеет недостатки: подключение к одному узлу более трех цепочек (в нашем случае пять) и усложняется компоновка ОРУ. Этот способ в сравнении со вторым способом ПР2 эффективнее по ΔЗ в среднем на 2-7% в зависимости от напряжения на ОРУ и мощности блоков генератор-трансформатор. Поэтому эту схему по-видимому можно будет рассматривать как лучшую несмотря на указанные выше недостатки. Но об этом можно будет судить после детального рассмотрения компоновки присоединения, что выходит за рамки рассматриваемых вопросов диссертации. Из-за указанных выше недостатков можно рекомендовать схемы и без выключателей в горячем резерве с эффектом по ΔЗ на 2,2-6,6%. Окупаемость дополнительных капиталовложений предлагаемых схем составляет 2-4 месяца.

Отметим следующее, увеличение длины линии в два раза в схемах при наличии в блоках генераторного выключателя позволяет уточнить величину недоотпуска электроэнергии на 2-15% (в сторону увеличения). При этом эффект в энергосбережении при замене ВВ на ЭВ увеличивается на 0,7-2,3%, а при использовании новых схем уменьшается на 0,1-1,9% в зависимости от напряжения и мощности блоков. В схемах при отсутствии в блоках генераторного выключателя такое увеличение длины линии влияет мало до 1%.

Рассмотренные другие варианты изменения схем такие как подключение дополнительного выключателя: а) между линией и его двумя выключателями (рисунок 2.3); б) последовательно к каждому из имеющихся и дополнительного между трансформатором блока (линией) и его (ее) двумя выключателями (рисунок 3.2), не имеют смысла.

**Выводы по третьему разделу**

1. Предлагаемый способ (второй) подключения дополнительного воздушного (элегазового) выключателя последовательно к каждому из имеющихся воздушных в традиционной схеме при отсутствии в блоках генераторных выключателей может повысить эффективность энергосбережения: уменьшить недоотпуск при реконструкции в схеме четырехугольника (рисунок 3.1а) на 7,2-9,5% (7,4-10%), пятиугольника (рисунок 3.1г) на 5,5-8,3% (6-8,7%), шестиугольника – на 2,1-7,2% (3,6-7,6%) и при сооружении ЭС с ЭВ во всех кольцевых схемах (кроме треугольника) –   
1,6-7,7%, а для треугольника (рисунок 3.1б) менее чем на 1%. При этом, когда есть генераторный выключатель в блоках на 2,2-6,6%.

2. Для разработанной схемы пятиугольника (рисунок 3.1в) в результате подключения дополнительного выключателя последовательно к трем имеющимся, эффективность энергосбережения приблизительно в два раза меньше предлагаемой по второму способу (рисунок 3.1г).

3. Замена ВВ на ЭВ менее эффективна, чем использование второго способа при реконструкции для всех кольцевых схем, кроме шестиугольника напряжением 750 кВ с генераторным выключателем.

4. Подключение дополнительного выключателя последовательно к каждому из имеющихся и еще одного между трансформатором блока и его двумя выключателями (рисунок 3.2а) нецелесообразно (уменьшение затрат на сооружение ЭС на 0,2-2,6%, таблица 3.3).

5. В схеме шестиугольника по рисунку 3.2б получаемый эффект в уменьшении затрат на сооружение электростанций в сравнении со вторым способом ухудшается на 0,5% (таблицы 3.2 и 3.3).

6. Третий способ с элегазовыми выключателями, при подключении в горячий резерв к двум последовательным значительно эффективнее, чем замена ВВ на ЭВ при сооружении электростанций. При наличии в блоках генераторного выключателя уменьшение затрат на сооружение ЭС на   
4,1-10,2%, а при отсутствии на 5-12,3%.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Предлагается новое направление повышения эффективности энергосбережения на открытых распределительных устройствах (ОРУ) электростанций, при котором в схему вводятся дополнительные выключатели.

1. Исследования проводились на основе сопоставления результатов расчетов энергосбережения в кольцевых схемах ОРУ по хорошо апробированному и усовершенствованному нами (совместно с Барукиным А.С. и Әмірбек Д.Ә.) таблично-логическому методу. Усовершенствование заключается в учете неустойчивых коротких замыканий на ЛЭП, учете наложения аварийных ситуаций и современной модели надежности выключателей, а также в разработке алгоритма и программы расчета, дающими возможность рассчитывать эффективность энергосбережения не только традиционных, но и новых схем ОРУ.

2. Предложено повышать эффективность энергосбережения на электростанциях с кольцевыми схемами ОРУ напряжением 330-750 кВ путем ввода дополнительного выключателя: 1) между трансформатором блока и его двумя выключателями; 2) последовательно к каждому из имеющихся в традиционной схеме; 3) в горячий резерв параллельно последовательно включенным (по предыдущему способу). Целесообразность использования этих способов математически обоснована.

3. Разработаны новые схемы ОРУ треугольника, пятиугольника и шестиугольника (они запатентованы).

4. При реконструкции все новые схемы ОРУ с блоками без генераторных выключателей дают возможность повысить эффективность энергосбережения по первому способу в большей степени, чем замена ВВ на ЭВ, по второму – в четырехугольнике и при напряжении 330 кВ в пятиугольнике (по третьему – при проектировании электростанций). Замена ВВ на ЭВ при наличии генераторных выключателей эффективнее, чем использование предлагаемых схем, только для схемы шестиугольник с напряжением 750 кВ.

5. При сооружении ЭС предложенные схемы дают возможность уменьшить, в сравнении с традиционными, затраты по первому способу на   
0,3-1,3%, по второму – 2,2-6,6%, а по третьему – 4,1-10,2%, если использовать элегазовые и генераторные выключатели. При этом окупаемость дополнительных капиталовложений в предлагаемые схемы 2-4 месяца.

6. Планируя реконструкцию кольцевых схем ОРУ на электростанции, персоналу ЭС следовало бы рассматривать возможность использования результатов работы по пункту 4, а проектным организациям при расчете затрат на сооружение ЭС – результатов по пункту 5, поскольку в обоих вариантах для большинства ЭС эффективность энергосбережения значительно выше, чем при простой замене ВВ на ЭВ.

# СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения. – Введ. 2017-03-01. – М.: Стандартинформ, 2016. – 63 с.
2. ГОСТ 27.301-95. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения. – Введ. 1997-01-01. – М.: Издательство стандартов, 1996. – 15 с.
3. ГОСТ 24291-90. Электрическая часть электростанций и электрической сети. Термины и определения. – Введ. 1992. – М.: Стандартинформ, 2005. – 44 с.
4. ГОСТ 17703-72. Аппараты электрические коммутационные. Основные понятия. Термины и определения (с изменениями №1) – Введ. 1973-07-01. – М.: Стандартинформ, 2005. – 78 с.
5. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан. Правила устройства электроустановок: утв. 20 марта 2015 года, №230 // [http://adilet.zan.kz/rus/docs/V1500010851. 10.10.2019](http://adilet.zan.kz/rus/docs/V1500010851.%2010.10.2019).
6. Рожкова Л.Д., Козулин В.С., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования – М.: Издательский центр «Академия», 2013. – 448 с.
7. Энергосбережение // [https://ru.wikipedia.org/wiki/. 25.04.2022](https://ru.wikipedia.org/wiki/Энергосбережение.%2025.04.2022).
8. Эффективность // <https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki>. 25.04.2022.
9. Дьяков А. Элегазовые выключатели не выдержали низких температур // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2011. – №5. – С. 44-46.
10. Preparing Circuit Breakers for Operation in Cold Weather // <https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/Pages/Lessons-Learned> Document. 24.08.2018.
11. Околович М.Н. Проектирование электрических станций: учеб. – М.: Энергоиздат, 1982. – 400 с.
12. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 208 с.
13. Воропай Н.И., Ковалёв Г.Ф., Кучеров Ю.Н. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. – М.: ИД «Энергия», 2013. – 304 с.
14. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 224 с.
15. Надежность систем энергетики: сб. рекомендуемых терминов / под ред. Н.И. Воропай. – М.: ИАЦ «Энергия», 2007. – 192 с.
16. Гук Ю.Б., Карпов В.В., Лапидус А.А. Теория надежности. Введение. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2009. – 171 с.
17. Трубицын В.Н. Надежность электростанций: учеб. – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 240 с.
18. Тремясов В.А. Надежность электростанций: учеб. метод. пос. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 110 с.
19. Синьчугов Ф.И. Расчет надежности схем электрических соединений. – М.: Энергия, 1971. – 174 с.
20. Таривердиев В.Д. Табличный метод расчета надежности первичных схем электрических соединений подстанций // Надежность и экономичность энергосистем: докл. 3-й науч.-техн. конф. по обобщению опыта проектирования энергосистем Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск, 1970. – С. 140-148.
21. Гук Ю.Б. Расчеты надежности электрических станций и подстанций: конспект лекций. – Л.: Изд-во ЛПИ, 1983. – 115 с.
22. Гук Ю.Б., Кантан В.В. Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций: учеб. пос. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 308 с.
23. Каратун В.С., Синенко М.М., Тремясов В.А. Расчеты надежности электроэнергетических установок. – Красноярск: Изд-во КПИ, 1986. – 100 c.
24. Фокин Ю.А., Туфанов В.А. Оценка надежности в системах электроснабжения. – М.: Энергоиздат, 1981. – 224 с.
25. Фокин Ю.А. Вероятностно-статистические методы в расчетах систем электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 240 с.
26. Нечипоренко В.И. Структурный анализ и методы построения надежных систем. – М.: Советское радио, 1968. – 256 с.
27. Орлова И.Н. и др. Электротехнический справочник: в 3 т. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – Т. 3, кн. 2. – 880 с.
28. Непомнящий В.А. Учет надежности при проектировании энергосистем. – М.: Энергия, 1978. – 200 с.
29. Непомнящий В.А. Экономико-математическая модель надежности энергосистем и электрических сетей // Электричество. – 2011. – №2. – С. 5-16.
30. Воропай Н.И., Курбацкий В.Г., Томин Н.В. и др. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука, 2016. – 332 с.
31. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – Ч. 1. – 256 с.
32. Zhang Y., Wehenkel L., Rousseaux P., Pavella M. A hybrid approach to fast transient stability assessment and contingency selection // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 1997. – Vol. 19, №3. – P. 195-208.
33. Kletsel M.Ya., Barukin A.S., Dinmukhanbetova A.Zh. Analysis of the methods for assessing the reliability of schemes of outdoor switchgears of electrical stations and substations // XIX Сатпаевские чтения: матер. междунар. конф. молодых ученых, магистрантов, студентов и школьников. – Павлодар: ПГУ им. С. Торайгырова, 2019. – C. 71-74.
34. Динмуханбетова А.Ж. Выбор метода расчета надежности схем ОРУ электрических станций // Технические науки: сб. ст. по матер. 37-й междунар. науч.-практ. конф. – М.: Интернаука, 2020. – С. 102-108.
35. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Схемы выдачи мощности электростанций: методологические аспекты формирования. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 287 с.
36. Усов С.В. Электрическая часть электростанций: учеб. – Л.: Энергоатомиздат, 1987. – 616 с.
37. Новиков А.В., Медов Р.В. Электрические станции: учеб. пос. – Киров: Изд-во ВятГУ, 2006 – 70 с.
38. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения. – Введ. 2007-12-20. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС» 2007. – 132 с.
39. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: учеб. пос. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – 288 с.
40. Непомнящий В.А., Дарьян Л.А. Надежность оборудования электрических сетей 220 – 750 кВ энергосистем. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2018. – 124 с.
41. Баков Ю.В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ: учеб. пос. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 272 с.
42. Васильев А.П., Гук Ю.Б., Карпов А.П. Надежность электроэнергетических установок и систем: теория и практика. – СПб.: ГУ Ленгосэнергонадзор, 2000. – 413 с.
43. СТО 56947007-29.240.01.271-2019. Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований / ПАО «ФСК ЕЭС». – Введ. 2019-07-24. – М., 2019. – 33 с.
44. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушения электроснабжения потребителей. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.
45. Черновец А.К., Кузнецов С.В., Смирнов В.В. Элементы САПР электрической части АЭС на персональных компьютерах: учеб. пос. – СПб.: Санкт-Петербург. гос. техн. ун-т, 1992. – 89 с.
46. Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Неклепаев Б.Н. и др. Еще раз о составляющих модели выключателя // Электрические станции. – 2005. – №4. – С. 41-48.
47. Руденко Ю.Н. Надежность систем энергетики и их оборудования: справ. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 323 с.
48. Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Анализ моделей отказа выключателей в схемах коммутации электроустановок // Электричество. – 2007. – №4. – С. 2-11.
49. Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Влияние продолжительности эксплуатации на отказы выключателей в высоковольтных электрических сетях // Электрические станции. – 2007. – №7. – С. 59-63.
50. Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Мозгалёв К.В. и др. О коммутационном ресурсе выключателей при коротких замыканиях в энергосистемах // Электрические станции. – 2008. – №10. – С. 59-62.
51. Дементьев Ю.А., Мисриханов М.Ш., Абдурахманов А.М. и др. О надежности ячеек элегазовых выключателей 110-750 кВ подстанций. // Электрические станции. – 2011. – №1. – С. 51-54.
52. Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Федоров В.Е. и др. О надёжности ячеек элегазовых выключателей 110-750 кВ подстанций // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. – Вып. 61. – С. 93-97.
53. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергия, 1974. – 176 с.
54. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. – Изд. 2-е. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 200 с.
55. СО 34.5.503-2003. Взамен РД 34.25.503 (HP 34-00-112-86) Нормы минимальных допустимых нагрузок энергоблоков 150-1200 МВт, ОАО «ВТИ». – Введ. 2003-11-01. – М., 2004. – 12 с.
56. Клецель М.Я., Барукин А.С., Динмуханбетова А.Ж., Әмірбек Д.Ә. Влияние надежности элементов кольцевых схем электрических станций на недоотпуск электроэнергии // Вестник Торайгыров университет. – 2022. – №1– С. 99-110.
57. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – Изд. 4-е. – М.: Высш. шк., 2006 – 639 с.
58. Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–750 кВ: утв. Приказом ОАО «ФСК ЕЭС». – М., 2013. – 74 с.
59. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. – Изд 4-е. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
60. Инфляционные калькуляторы // <http://global-finances.ru/inflyatsiya-v-rossii-po-godam.> 25.06.2020.
61. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 240 с.
62. Строительство тепловой электростанции // https://[esfccompany.com/ services/teplovye-elektrostantsii/stroitelstvo](https://esfccompany.com/services/teplovye-elektrostantsii/stroitelstvo)- teplovoy-elektrostantsii. 15.03.2021.
63. Пат. 2713447 РФ, МПК H02В 5/00, H02J 3/00, H02В 13/065. Открытое распределительное устройство электрической станции с двумя блоками генератор-трансформатор и тремя линиями / Богдан В.А., Клецель М.Я., Барукин А.С., Динмуханбетова А.Ж.; опубл. 05.02.20, Бюл. №4. – 9 с.
64. Пат. 35130 РК, МПК H02B 5/00, H02J 3/00, H02B 13/065. Открытое распределительное устройство электрической станции с тремя блоками генератор-трансформатор и тремя линиями / Барукин А.С., Динмуханбетова А.Ж., Клецель М.Я., Мельников В.Ю.; опубл. 09.07.21, Бюл. №27. – 5 с.
65. Пат. №2744474 РФ, МПК H02В 5/00, H02J 3/00, H02В 13/065. Открытое распределительное устройство электрической станции с блоком генератор-трансформатор и двумя линиями / Богдан А.В., Клецель М.Я., Барукин А.С., Динмуханбетова А.Ж.; опубл. 10.03.21, Бюл. №7. – 9 с.
66. Пат. 35131 РК, МПК H02B 5/00, H02J 3/00, H02B 13/065. Открытое распределительное устройство электрической станции, выполненное по схеме пятиугольника / Клецель М.Я., Леньков Ю.А., Динмуханбетова А.Ж., Барукин А.С.; опубл. 09.07.21, Бюл. №27. – 5 с.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

Пример расчета недоотпуска электроэнергии в традиционной схеме ОРУ четырехугольник электростанции

Рассмотрим пример расчета традиционной схемы ОРУ четырехугольник для электростанции типа КЭС напряжением 500 кВ и мощностью блоков   
500 МВт, приведенной на рисунке 1.1а по усовершенствованному таблично-логическому методу с блоками имеющие генераторный выключатель (0,1λБЛ) и если нет (λБЛ). Исходные данные для расчета приведены в таблице А1 взяты из [38, с. 37-38; 40, с. 88-92; 51, с. 53; 52, с. 95] далее [МЭИ] и [Н].

Таблица А.1 – Исходные данные для расчета надежности схем ОРУ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Элементы схемы | Номер на схеме | Частота отказа  λ, 1/год | Длительность восстановления  τ , | Вероятность планового ремонта  qпл,  о.е. |
| МЭИ (Н) | | |
| Энергоблок 500МВт | 1; 2 | 0,8 | 11,4 | 9,13 |
| ЛЭП 500 кВ | 3; 4 | 6,4 | 1,94 (0,97) | 1,64 (5,21) |
| ЭВ 500 кВ | 5-8 | 0,14 (0,104) | 5,5 (5,65) | 0,83 (0,45) |
| ВВ 500 кВ | 5-8 | 0,2 (0,127) | 10,2 (7,31) | 3,08 (5,23) |

Для устойчивых КЗ коэффициент АПВ принят kАПВ=0,25 [57, с. 339], для неустойчивых КЗ на линиях электропередач (1-kАПВ), используется при расчете по данным [МЭИ]. Время срабатывания УАПВ для ЛЭП . [57, с. 340]. Принимаем . Переводим в час/год по выражению с. Вероятность отказа ЭВ и ВВ в отключении КЗ на присоединении при использовании данных [МЭИ] и [Н] составляет:

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
|  |  |

Вероятность отказа ЭВ и ВВ во включении при неустойчивом КЗ на линии: .

Полученные по программе расчетно-логические связи для этой схемы при 0,1λБЛ и λБЛ сведены в таблицу А2. Для кодов аварий в режиме *j0* (3 столбец таблицы А2) по (1.2)-(1.3) представлены формулы (А.1)-(А.12) для определения  и 

, , (А.1)

, , (А.2)

Таблица А.2 – Расчетно-логические связи схемы ОРУ четырехугольник с ЭВ по данным статистики МЭИ и (Н) при частоте отказов 0,1λБЛ и λБЛ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № отказавшего элемента (КЗ на элементе) | Вид отказов | Код аварии в режиме j при  по МЭИ (Н) / n | | | | | | | | |
| 0,1 λБЛ | 0,76(0,69)  /1 | 9·10-3/2 | 9·10-2/2 | 10-2 | | | | 10-4 |
| λБЛ | 0,6 (0,5)/1 | 9·10-2/2 | 0,3(0,14)/2 | | 1,6(5,2)/2 | | 7,7(6)/4 |
| Расчетные режимы | | | | | | | | |
| j0 | | j1 | j3 | j5 | | | j7 | j9 |
| 1 | 2 | 3 | | 4 | 5 | 6 | | | 7 | 8 |
| 1 | КЗБЛ | -/1Г (-/500) | | – | | -/1Г (-/400) | | | | -/1Г (-/500) |
| 2 | -/1Г2Л (-/500) | | 1Г1Л/1Г (500/500) |
| 3 | УКЗЛ | -/2Г1Л (-/100) | | – | | – | | | | -/2Г1Л (-/100) |
| 4 | -/2Г1Л (-/900) | | | | 1Г1Л/2Г1Л(500/100) |
| 3 | НУКЗЛ | 2Г1Л/- (100/-) | | – | | | | 2Г1Л/- (100/-) |
| 4 | 2Г1Л/- (900/-) | | | | 1Г1Л/- (500/-) |
| 5 | КЗВ | 1Г1Л/- (500/-) | | 1Г/- (400/-) | | | | - |
| 6 | 1Г2Л/-(500/-) | | 1Г1Л/2Г1Л(500/100) |
| 7 | 2Г1Л/- (900/-) | | | | 2Г2Л/- (1000/-) |
| 8 | – | | 1Г1Л/1Г (500/500) |
| 5 (1) | ОВКЗБЛ | 1Г1Л/1Г (500/500) | | – | | | | – |
| 6 (2) | -/1Г1Л (-/500) |
| 7 (2) | 2Г1Л/1Г (900/400) | | | | 2Г2Л/1Г1Л  (1000/500) |
| 8 (1) | 1Г1Л/1Г (500/500) |
| 5 (3) | ОВУКЗЛ | 1Г1Л/2Г1Л  (500/100) | | – | | | | – |
| 6 (3) | 1Г2Л/- (500/-) | | 1Г1Л/2Г1Л(500/100) |
| 7 (4) | 2Г2Л/1Г1Л  (1000/500) |
| 8 (4) | – | | -/1Г1Л (-/500) |
| 5 (3) | ОВНУКЗЛ | 1Г1Л/- (500/-) | | - |
| 6 (3) | 1Г2Л/- (500/-) | | 1Г1Л/2Г1Л (500/100) |
| 7 (4) | 2Г2Л/- (1000/-) |
| 8 (4) | – | | 1Г1Л/1Г  (500/500) |
| 5 (6) | ОВКЗВ | 2Г2Л/2Г1Л  (1000/100) | | 2Г1Л/- (900/-) | | | | – |
| 6 (5) | 1Г2Л/-(500/-) | – |  |
| 7 (6) | 2Г2Л/1Г (1000/500) | | -/1Г2Л (-/500) | | 2Г1Л/1Г (900/400) | | | | 2Г2Л/1Г1Л (1000/500) |
| 8 (5) | 1Г2Л/-(500/-) | – | – |
| 6 (7) | -/1Г2Л (-/500) | | 2Г2Л/1Г1Л  (1000/500) |
| 5 (8) | 1Г2Л/-(500/-) | – | – |
| 8 (7) | 2Г2Л/2Г1Л (1000/100) | | – | -/2Г1Л (-/900) | | | | 2Г2Л/1Г1Л (1000/500) |
| 7 (8) | 1Г2Л/-(500/-) |
| Продолжение таблицы А.2 | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | | 4 | 5 | 6 | 7 | | | 8 |
| 6 (3) | ОВВ | – | | – |  | – | | | | -/2Г1Л (-/100) |
| 8 (4) | 1Г1Л/1Г (500/500) |
| Примечания:  1. Индекс 1Г – потеря одного генератора.  2. 1Г1Л – тоже и одной линии.  3. 2Г1Л – потеря двух генераторов (уменьшение выработки) и одной линии.  4. (–/1Г) означает отсутствие кратковременной потери мощности (прочерк в числителе) и длительный характер аварии, ведущей к потере одного генератора (запись 1Г в знаменателе).  5. «КЗБЛ» – означает короткое замыкание (КЗ) на блоке, «УКЗ» и «НУКЗ» – устойчивые и неустойчивые КЗ на линии, «КЗВ» – КЗ на выключателе типа (КЗ в обе стороны), «ОВКЗБЛ» – отказ выключателя в отключении КЗ на блоке.  6. «ОВУКЗЛ» – отказ выключателя в отключении устойчивого КЗ на линии.  7. «ОВНУКЗЛ» – тоже неустойчивого КЗ на линии.  8. «ОВКЗВ» – отказ выключателя в отключении КЗ на выключателе.  9. «ОВВ» – отказ выключателя во включении при НУКЗ на линии. | | | | | | | | | | |

, (А.3)

, (А.4)

 (А.5)

, (А.6)

, (А.7)

, (А.8)

, (А.9)



, (А.10)

, (А.11)

, (А.12)

где  – частота устойчивых и неустойчивых коротких замыканий;

 – частота отказа выключателя в отключении УКЗ, НУКЗ на линии;

 частота отказа выключателя во включении при НУКЗ на линии;

частота отказа выключателя в отключении КЗ на блоке;

частота отказа выключателя в отключении КЗ на выключателе;

Результаты расчета ,  и W представлены в таблице А.3.

Таблица А3 – Результаты расчета ,  и W схемы четырехугольник с ЭВ по данным статистики МЭИ и (Н) при частоте отказов 0,1λБЛ и λБЛ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код аварии | Частота аварии  Λ, 1/год | Длительность ликвидации аварии, год | | Теряемая мощность, МВт | | Аварийный недоотпуск электроэнергии  W, кВт·ч/год  106 | |
| τkо.п.  10-5 | τkв.р.  10-3 | ∆Ро.п. | ∆Рв.р. |
| 0,1λБЛ | | | | | | | | |
| -/1Г | 0,0625 (0,2) | – | 12,5 (12,5) | – | 400 | 2,74 (7,5) | |
| -/1Г | 1,21 (1,1) | – | 12,5 (12,5) | – | 500 | 66,4 (60,5) | |
| -/1Г1Л | 3,54·10-4 (1,9·10-4) | – | 8 (8,3) | – | 500 | 0,126 (0,007) | |
| -/1Г2Л | 0,16 (0,16) | – | 11,3 (12,5) | – | 500 | 8,9 (8,82) | |
| -/2Г1Л | 2,4 (2) | – | 1,9 (0,97) | – | 100 | 4,12 (1,75) | |
| -/2Г1Л | 0,06 (0,16) | – | 3,2 (2,2) | – | 900 | 1,57 (2,76) | |
| 1Г/- | 7,1·10-3(0,014) | 17 | – | 400 | – | 0,0043 (0,009) | |
| 1Г1Л/- | 0,98 (0,35) | 17 | – | 500 | – | 0,74 (0,262) | |
| 1Г1Л/1Г | 0,12 (0,08) | 5,7 | 12,5 (12,5) | 500 | 500 | 6,51 (4,44) | |
| 1Г1Л/2Г1Л | 0,24 (0,15) | 17 | 5,44 (5,55) | 500 | 100 | 1,3 (0,82) | |
| 1Г2Л/- | 0,16 (0,07) | 17 | – | 500 | – | 0,12 (0,054) | |
| 2Г1Л/- | 7,28 (2,21) | 5,7 | – | 100 | – | 0,364 (0,111) | |
| 2Г1Л/- | 0,195 (0,19) | 41 | – | 900 | – | 0,632 (0,3) | |
| 2Г1Л/1Г | 3,6·10-3 (7·10-3) | 17 | 11,4 (11,6) | 900 | 400 | 0,15 (0,028) | |
| 2Г2Л/- | 10·10-4 (3·10-4) | 41 | – | 1000 | – | 0,004 (0,001) | |
| 2Г2Л/1Г | 0,01 (6,7·10-3) | 17 | 6,12 (6,2) | 1000 | 500 | 0,363 (0,19) | |
| 2Г2Л/1Г1Л | 4·10-4 (2,2·10-4) | 17 | 7,8 (8) | 1000 | 500 | 0,014 (0,0078) | |
| 2Г2Л/2Г1Л | 0,013(6,7·103) | 41 | 5,5 (5,7) | 1000 | 100 | 0,106 (0,055) | |
| Итого (0,1λБЛ) | | | | | | | 93,2 (88) | |
| Итого (λБЛ) | | | | | | | 764 (736) | |

Проведем сравнительный расчет этой схемы неусовершенствованным таблично-логическим методом из [12, с. 125]. В таблице расчетно-логических связей будут отображены только единичные отказы следующего вида: КЗБЛ, УКЗЛ, КЗВ. Коды аварий при этих видах отказов представлены в таблице А2. Полученные результаты расчета по неусовершенствованному таблично-логическим методу для схемы представлены в таблице А.4.

Таблица А4 – Результаты расчета ,  и W схемы четырехугольник по неусовершенствованному таблично-логическому методу

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код аварии | Частота аварии  Λ, 1/год | Длительность ликвидации аварии, год | | Теряемая мощность, МВт | | Аварийный недоотпуск электроэнергии  ∆W, кВт·ч/год  106 | |
| τkо.п.  10-5 | τkв.р.  10-3 | ∆Ро.п. | ∆Рв.р. |
| 0,1λБЛ | | | | | | | | |
| -/1Г | 0,06 (0,16) | – | 12,5 (12,5) | – | 400 | 2,74 (7,3) | |
| -/1Г | 1,21 (1,1) | – | 12,5 (12,5) | – | 500 | 66,4 (60,7) | |
| -/1Г2Л | 0,16 (0,16) | – | 12,5 (12,5) | – | 500 | 8,8 (8,8) | |
| -/2Г1Л | 2,42 (2,05) | – | 1,94 (0,97) | – | 100 | 4,12 (1,76) | |
| -/2Г1Л | 0,06 (0,15) | – | 3,15 (2,2) | – | 900 | 1,55 (2,66) | |
| 1Г/- | 1,1·10-2 (0,02) | 17 | – | 400 | – | 0,006 (0,013) | |
| 1Г1Л/- | 0,42 (0,28) | 17 | – | 500 | – | 0,32 (0,22) | |
| 1Г1Л/1Г | 2,9·10-3 (0,002) | 5,7 | 11,6 (11,8) | 500 | 500 | 0,15 (0,11) | |
| 1Г1Л/2Г1Л | 5,4·10-3 (0,004) | 17 | 2,2 (1,3) | 500 | 100 | 0,014 (0,0064) | |
| 1Г2Л/- | 5,6·10-2 (0,04) | 17 | – | 500 | – | 0,42 (0,0314) | |
| 2Г1Л/- | 0,01 (0,021) | 41 | – | 900 | – | 0,035 (0,070) | |
| 2Г2Л/- | 4,3·10-4 (2,5·10-4) | 41 | – | 1000 | – | 0,001 (0,88) | |
| Итого (0,1λБЛ) | | | | | | | 84,3 (82) | |
| Итого (λБЛ) | | | | | | | 710 (700) | |

Из таблиц А3 и А4 видно, что для схемы четырехугольник расчет W по усовершенствованному таблично-логическому методу при частоте отказа 0,1λБЛ уточнен на 7-10%, при λБЛ  – 5-7%. Аналогичный результат и по другим схемам.

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

Пример расчета эффективности энергосбережения предлагаемой схемы ОРУ четырехугольник электростанции

Рассмотрим пример расчета предлагаемой схемы (ПР2) ОРУ четырехугольник напряжением 500 кВ и мощностью блоков 500 МВт для электростанции типа КЭС в результате подключения выключателя последовательно к каждому из имеющихся в традиционной схеме, приведенной на рисунке Б.1.

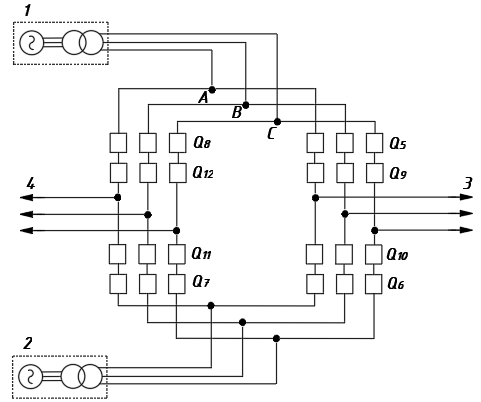


Рисунок Б.1 – Схема четырехугольника с дополнительными выключателями

Исходные данные для расчета взяты из таблицы А.1. Расчет выполнен по программе для схемы ОРУ с блоками имеющие генераторный выключатель (0,1λБЛ). Расчетно-логические связи представлены в таблице Б.1.

Для расчетного режима j0 формулы ,  согласно (1.2) и (1.3) запишутся следующим образом:

, , (Б.1)

, (Б.2)

,, (Б.3)

Таблица Б.1 – Расчетно-логические связи предлагаемой схемы (ПР2) ОРУ четырехугольник с ЭВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № отказавшего элемента  (КЗ на элементе) | Вид отказов | Код аварии в режиме j при  по МЭИ (Н) / n | | | | | | |
| 0,75 / 1  (0,68) / 1 | 9·10-3/ 2 | 9·10-2/  2 | 0,3·10-2  (0,14·10-2)/2 | | 1,6·10-2  (5,2·10-2)/2 | 15,4·10-4  (12·10-4)/4 |
| Режимы | | | | | | |
| j0 | j1 | j3 | j5 | | j7 | j9 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | | 7 | 8 |
| Коды аварий при видах отказов КЗБЛ, УКЗЛ и НУКЗЛ совпадают с таблицей А.2 | | | | | | | | |
| 5 | КЗВ | 1Г/- (500/-) | – | | | 1Г/- (400/-) | | – |
| 6 | 1Г2Л/- (500/-) | | | 1Г1Л/2Г1Л(500/100) |
| 7 | 1Г1Л/- (500/-) |
| 8 | – | | | -/1Г (-/500) |
| 9 | 2Г1Л/- (100/-) | – | | – |
| 10 | -/2Г1Л (-/100) |
| 11 | 2Г1Л/- (900/-) | | 1Г1Л/- (500/-) |
| 12 | 1Г1Л/1Г (500/500) |
| 5 (9) | ОВКЗВ | 1Г1Л/- (500/-) | 1Г/- (400/-) | | – |
| 6 (10) | 1Г2Л/- (500/-) | | | 1Г1Л/2Г1Л(500/100) |
| 7 (11) | – | | 2Г2Л/- (1000/-) |
| 8 (12) | – | | | – |
| 9 (5) |
| 10 (6) |
| 11 (7) | 2Г1Л/-(900/-) | | 2Г2Л/- (1000/-) |
| 12 (8) | 1Г1Л/1Г (500/500) |
| 8 (5) | -/1Г  (-/500) | -/1Г (-/400) | | – |
| 12 (5) |
| 10 (9) | -/2Г1Л  (-/100) | – | |
| 6 (9) |
| 9 (10) |
| 5 (10) |
| 7 (6) | -/1Г  (-/500) | -/1Г2Л (-/500) | | | -/1Г (-/400) | | -/1Г1Л (-/500) |
| 11 (6) |
| 6 (7) |
| 10 (7) |
| 12 (11) | -/2Г1Л  (-/100) | – | | | -/2Г1Л (-/900) | |
| 8 (11) |
| 11 (12) |
| 7 (12) |
| 5 (8) | -/1Г  (-/500) | -/1Г (-/400) | | – |
| 9 (8) |
| 6 (2), 7(4) | ОВКЗБЛ,  ОВУКЗЛ | – | – | | | – | | -/1Г1Л (-/500) |
| 7 (2), 8(4) |
| 10 (2), 11(4) |
| 11 (2), 12(4) |
| 7 (3), 8(3) | ОВНУКЛ, ОВВ | – | – | | | – | | -/2Г1Л (-/100) |
| 8(4), 12(4) | 1Г1Л/1Г (500/500) |

, (Б.4)

 (Б.5)

Таблица Б.2 – Результаты расчета ,  и W предлагаемой схемы - ПР2 ОРУ четырехугольник с ЭВ по данным МЭИ и (Н)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код аварии | Частота аварии  Λ, 1/год | Длительность ликвидации аварии, год | | Теряемая мощность, МВт | | Аварийный недоотпуск электроэнергии  W, кВт·ч/год  106 |
| τkо.п.  10-5 | τkв.р.  10-3 | ∆Ро.п. | ∆Рв.р. |
| -/1Г | 0,064 (0,17) | – | 12,4 (12,43) | – | 400 | 2,8 (7,5) |
| -/1Г | 1,24 (1,12) | – | 12,4 (12,43) | – | 500 | 67 (60,8) |
| -/1Г2Л | 0,16 (0,16) | – | 12,4 (12,43) | – | 500 | 8,9 (8,85) |
| -/2Г1Л | 2,45 (2,05) | – | 2 (1) | – | 100 | 4,25 (1,82) |
| -/2Г1Л | 0,063 (0,16) | – | 3,2 (2,2) | – | 900 | 1,59 (2,79) |
| 1Г/- | 0,014 (0,03) | 17,12 | – | 400 | – | 0,0087 (0,018) |
| 1Г/- | 0,27 (0,186) | 17,12 | – | 500 | – | 0,206 (0,14) |
| 1Г1Л/- | 0,057 (0,021) | 17,12 | – | 500 | – | 0,043 (0,016) |
| 1Г1Л/1Г | 0,0055 (0,004) | 5,707 | 11,9 (12) | 500 | 500 | 0,29 (0,22) |
| 1Г1Л/2Г1Л | 0,01 (0,007) | 17,12 | 2,14 (1,2) | 500 | 100 | 0,026 (0,012) |
| 1Г2Л/- | 0,04 (0,03) | 17,12 | – | 500 | – | 0,029 (0,021) |
| 2Г1Л/- | 7,54 (2,39) | 5,7 | – | 100 | – | 0,38 (0,12) |
| 2Г1Л/- | 0,195 (0,186) | 41 | – | 900 | – | 0,632 (0,604) |
| 2Г2Л/- | 5,4·10-5 (2,3·10-5) | 41 | – | 1000 | – | 193,5 (82,43) |
| Итого | | | | | | 86,3 (83) |

Используя величину W, определяется ущерб для этой схемы по (1.5):  тг/год,  тг/год. В этой схеме добавлено две ячейки. Их площадь  Приведенные затраты определяются по (2.2): ,. Эффективность энергосбережения в уменьшении W, У и З определяются по (2.3) – (2.5): , ,

, ,

, .

Срок окупаемости дополнительных капиталовложений для этой схемы по (2.6): года.

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**

Патенты







