

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСОВ ПРОГРАММ КАСКАД-НТ И РТ РЕТРЕН ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДОАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В статье исследуются дополнительные возможности использования отечественного комплекса программ для анализа крупных аварий с целью восстановления доаварийных режимов в электроэнергетических системах. Рассмотрены вопросы анализа аварии по сценариям ее описания, синхронизации частоты фрагментов энергообъединения и выравнивания их напряжений, восстановления топологии сети и ее режима после аварии. Предлагаемые решения могут быть интересны специалистам Группы «Россети» и других предприятий отрасли. Работа выполнена на базе решений комплекса программ (КП) КАСКАД и РТ РЕТРЕН (режимный тренажер оперативного персонала энергообъектов с контролем переключений) с динамической моделью электроэнергетической системы (ЭЭС). Авторы благодарны М.В. Девяткину, С.К. Каковскому, С.В. Анашкину за полезные советы и помощь в работе.



Источник: фотобанк ПАО «Россети»

АВТОРЫ:
М.А. Рабинович, д. т. н.,
Ю.И. Моржин, д. т. н.,
morj48@mail.ru,
С.П. Потапенко, к. т. н.,
В.И. Фролов, к. т. н.,
С.Н. Шеремет,
АО «Россети
Научно-технический центр»,
Москва, Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#модель; #конструктор; #система;
#частота; #БД; #схема; #график;
#напряжение; #автоматика;
#регулятор; #отображение;
#режим; #авария

↓ ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:
Рабинович М.А., Моржин Ю.И.,
Потапенко С.П., Фролов В.И.,
Шеремет С.Н. Применение
комплексов программ КАСКАД-НТ
и РТ РЕТРЕН для восстановления
доаварийных режимов
электрической сети // Энергия
единой сети. 2026. № 1. С. 56–65.



ВВЕДЕНИЕ

Риски возникновения масштабных аварий в электроэнергетических системах актуализируют поиск возможностей их своевременного предотвращения, инициируют работы по анализу возникновения и моделированию динамики аварийных ситуаций. Среди российских программных средств отмечается заметный дефицит программ для моделирования процессов, происходящих при возникновении системных аварий. Цель настоящей работы — расширить возможности использования существующих отечественных программных решений [1–3] и предложить подходы к их применению при анализе конкретных аварий и формировании алгоритмов восстановления нормального режима и топологии доаварийной сети с применением комплексов программ (КП) КАСКАД-НТ и построенного на его базе (КП) РЕТРЕН, широко применяемого на предприятиях Группы «Россети».

Ряд аварий имеет системный характер с отключением электроснабжения значительной части потребителей электроэнергии. Непредвиденно могут происходить не предусмотренные в диспетчерских инструкциях аварии. В распоряжении диспетчерского персонала детальное описание таких нетипичных происшествий и мероприятий по их устранению отсутствует. В подобных случаях Оперативно-информационный комплекс (ОИК) «Диспетчерское управление» и SCADA предоставляют возможность получить данные только о послеаварийном установившемся режиме (УР) и информацию о работе систем РЗ и ПА. На основе этих данных диспетчерский персонал должен оперативно восстановить нормальный режим и топологию доаварийной сети.

В качестве примера реконструкции событий системных аварий по исходной информации рассмотрим применение программных средств и инструментария РТ РЕТРЕН с задействованием алгоритма, использующего информацию из классических ОИК для анализа процессов возникновения аварии, восстановления доаварийной топологии сети и ее режима.

Объектом ретроспективного исследования выбрана модель системной аварии, произошедшей 01.08.2017 в Объединенной энергетической системе Востока (ОЭС Востока). Промежуточные этапы развития и восстановления нормального режима работы в исследуемом случае недоступны. Имеются только конечные результаты инцидента.

АНАЛИЗ СИСТЕМНЫХ АВАРИЙ

В ЭЭС и энергообъединениях традиционным средством моделирования и анализа всех этапов возникновения и развития аварийных процессов служат тренажеры разных классов, позволяющие при активном участии диспетчерского персонала моделировать аварии, их последствия и меры восстановления аварийных и послеаварийных режимов. Диспетчер ЭЭС и другие пользователи могут самостоятельно командами управления на тренажере смоделировать аварийную ситуацию и далее теми же командами восстановить доаварийный режим и топологию сети [3–5].

В последние годы был разработан ряд программных инструментов для автоматизации моделирования всех этапов аварийных процессов. Одним из таких средств стал КП РТ РЕТРЕН с динамической моделью ЭЭС [1, 2, 5]. В настоящей работе представлены дополнительные возможности этого комплекса программ, использованные авторами для анализа аварийных ситуаций с помощью динамической модели ЭЭС в реальном времени (РВ). Основные инструменты анализа аварий — графики, таблицы и сценарии ее этапов. Сценарии в РВ отражают все основные этапы развития аварийных процессов [4]. Эти этапы заданы в сценариях аварий и тренировок и могут в режиме РВ корректироваться пользователем.

В условиях недоступности для анализа промежуточной информации о ходе аварии, важной задачей является восстановление нормального режима и топологии схемы постфактум — после окончания аварийного процесса. Такая постановка задачи часто встречается в типовых ОИК. В статье предлагается решать ее в автоматическом режиме по результатам работы систем РЗ и ПА и состоянию УР расчетной схемы в конце аварии.

МОДЕЛЬ ОБЪЕКТА

Основные функции анализа аварийных процессов выполняет модель энергообъекта РВ, к которой предъявляется ряд жестких требований. С учетом динамики основных процессов в период аварии модель объекта должна обеспечивать воспроизведение наиболее характерных особенностей этих процессов. Это электромеханические переходные процессы, работа систем РЗ и ПА, систем регулирования частоты и напряжений в узлах сети. Разумеется, необходима система ведения, анализа и восстановления топологии и после аварийного режима сети. Остановимся на наиболее критичных требованиях.

Расчет режима сети имеет два основных этапа: решение системы дифференциальных уравнений на шаге интегрирования и расчет распределения потоков в элементах сети на этом же шаге. При этом, в результате низкой обусловленности структуры сети, вызванной близостью к нулю определителя матрицы проводимости, возникает проблема устойчивости расчета режима ЭЭС на всех этапах аварии. Улучшить данную характеристику матрицы проводимости в работе можно с помощью увеличения значений ее диагональных элементов. Это известный метод [6]. Однако его использование приводит к некоторым искажениям параметров режима. Ниже предлагается метод компенсации этих искажений и приводится соответствующий алгоритм. Обозначим:

Y — исходная матрица проводимости, U — вектор исходных напряжений в узлах, I — вектор токов, E — единичная матрица, A — вектор коэффициентов, L — нижняя треугольная матрица, H — верхняя треугольная матрица.
 $YU = I$ — исходная система уравнений. Этапы решения:
1. $YU_n = I_n$ — система уравнений на n -м шаге процесса.
2. $(Y + AE)U_n = I_n + AEU_{n-1}$ — система с коррекцией диагонали матрицы и вектора возмущений.
3. $Y + AE = LH$ — факторизация матрицы проводимости с усиленной диагональю.

Выбор множителей вектора А позволяет улучшить обусловленность матрицы Y. Их целесообразно выбирать обратно пропорционально активной нагрузке узла плюс константа. Отметим, что приведенный алгоритм носит эвристический характер, однако показывает высокую эффективность на практике.

Другой важный прием, используемый в задаче расчета режима, состоит в оценке сторонних значений нагрузки в узлах сети. В этих случаях матрица проводимости изменений не требует.

СЦЕНАРИИ

В настоящее время моделирование системной аварии, как правило, выполняется с помощью сценариев, которые формируются пользователем непосредственно на схеме энергообъединения по данным протокола аварии. Выполнение сценария аварии при необходимости дополняется ручными командами управления параметрами расчетной схемы, вводимыми пользователем [1, 5]. Система сценариев применяется и для восстановления послеаварийного режима в случаях, когда есть полный протокол аварии и восстановления режима. Сценарии включают команды подключения элементов основного оборудования (ранее

отключенных системами РЗ и ПА) и команды ресинхронизации разделившихся фрагментов энергообъединения.

Следует отметить, что каждый сценарий можно выполнять покомандно, причем между командами пользователь может задавать необходимые действия режимного характера. Результаты анализа совместно с ретроспективой событий служат для определения траектории развития аварии; таким образом, сценарии позволяют анализировать варианты работы систем РЗ и ПА. Такое разнообразие возможностей делает комплексы КАСКАД и РЕТРЕН полезными при проектировании современных систем электроэнергетики и анализе режимов.

Рассмотрим процесс формирования модели возникновения и развития системной аварии в РТ РЕТРЕН. Оператор (пользователь) может средствами ручного управления задать процесс развития аварии через изменение в моделирующей системе топологии сети и параметров узлов. Также существует возможность сформировать ход аварии по актам ее расследования с помощью сценариев. В этом случае можно разбить развитие аварии на несколько этапов, каждый из которых рассмотреть отдельно.

Сценарии развития аварий (а также систем РЗ и ПА) можно задать в процессе моделирования непосредствен-

но со схемы энергообъединения (оперативной, режимной и подробной), рис. 1.

При этом можно указать условия и временную задержку при выполнении команд управления режимом и топологией сети. После завершения создания сценария его команды могут выполняться пакетом или индивидуально.

Паузы между отдельными командами сценариев необходимы для расчетной схемы. Как правило, паузы продолжительностью 10 с достаточно для того, чтобы модель в темпе РВ успешно выполнила любую команду сценария в узлах с динамикой элементов [1, 2, 4, 5].

АНАЛИЗ АВАРИИ ПО СЦЕНАРИЯМ ЕЕ ОПИСАНИЯ

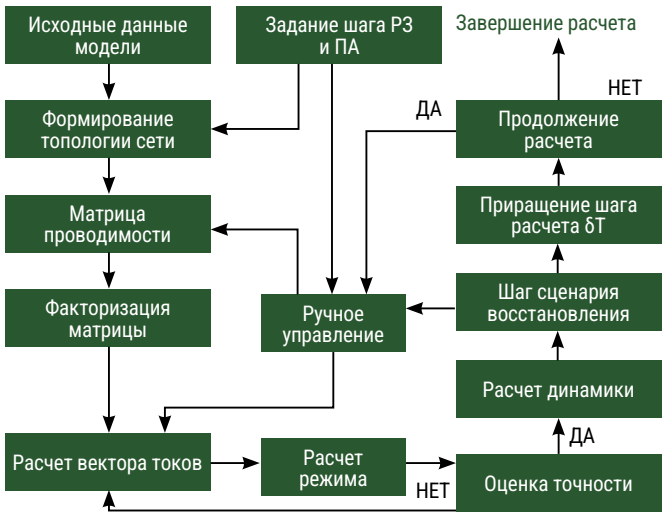
Параметры системной аварии в ОЭС Дальнего Востока от 01.08.2017 указаны в акте ее расследования и приведены ниже в виде сценариев ее возникновения, работы систем РЗ и ПА и восстановления нормального режима. Далее представлена блок-схема данного анализа в РТ РЕТРЕН. В первую очередь рассмотрим этот вариант.

Можно ускорить моделирование аварии в ЭЭС и восстановление послеаварийного режима по сравнению с реальным протеканием аварии на энергообъекте в режиме РВ. Главное — выдержать достаточные временные интервалы между командами управления для практически полного завершения переходных процессов.

На рис. 2 показана стилизованная исходная схема ОЭС Востока, а на рис. 3 — значения основных параметров доаварийного режима в узлах сети.

Развитие и ликвидация данной аварии представлены тремя сценариями:

Блок-схема моделирования аварий с помощью сценариев в РТ



1. возникновение аварии и работа средств РЗ;
 2. описание работы системы ПА;
 3. восстановление нормального режима расчетной схемы.
- Значения напряжений узлов расчетной схемы приведены к базовому расчетному значению 500 кВ, а отклонения частоты — к номинальному значению (т. е. значение 0 соответствует 50 Гц). Таким образом,

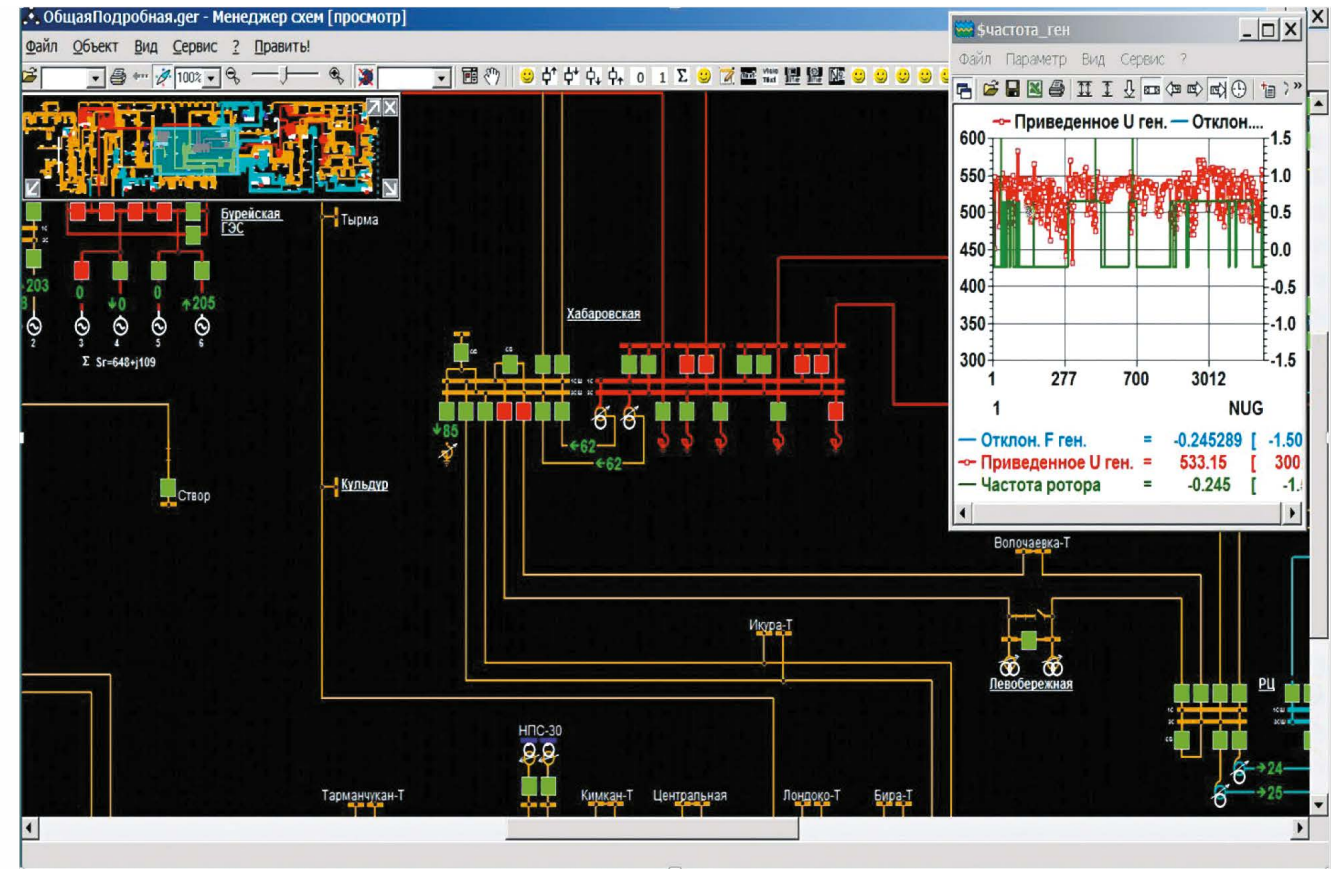


Рис. 1. Фрагмент оперативной схемы ОЭС

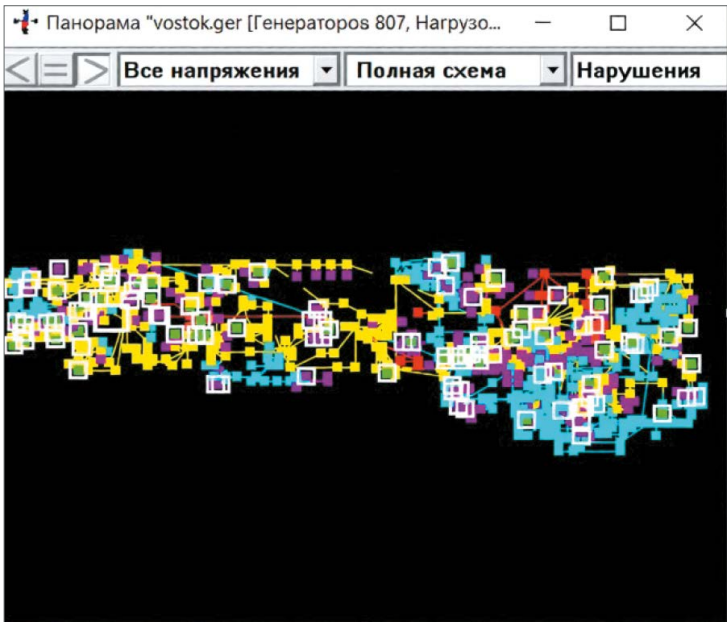


Рис. 2. Исходное состояние схемы

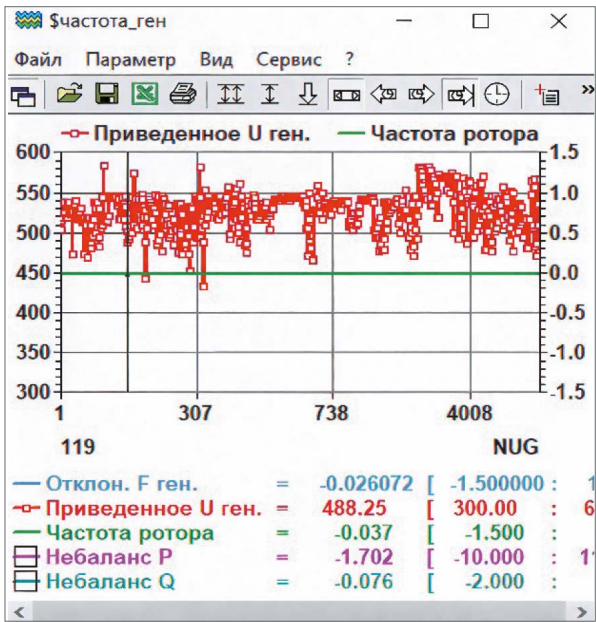


Рис. 3. Исходное состояние режима

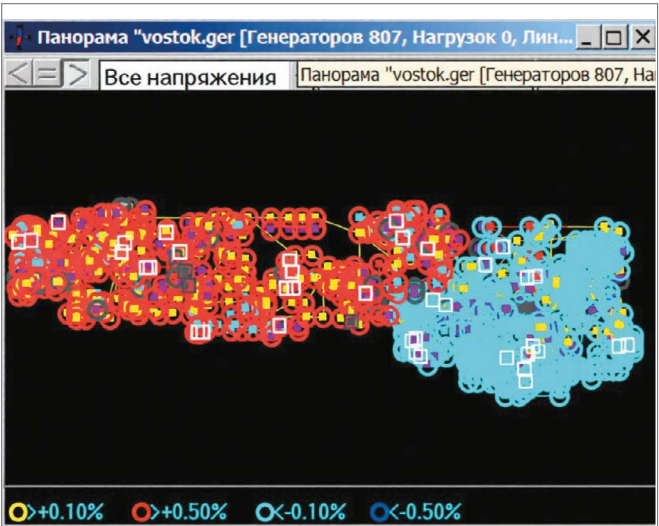


Рис. 4. Панорама схемы узлов сети на первом этапе аварии

до начала аварии исходное отклонение частоты в ОЭС Востока на шинах всех узлов составляет –0,026 Гц.

На групповом графике в верхней части рис. 1 представлен результат развития аварии на ее первом этапе, из которого следует разделение ОЭС Востока на две несинхронные по частоте части (см. две части схемы на панораме рис. 4).

Между командами работы выключателей сценариев располагаются команды пауз SLEEP¹ с указанием интервалов времени, необходимых для завершения матричных преобразований и окончания переходных процессов. На первом этапе аварии, вызванном коротким замыканием в сети 110 кВ, срабатывает система РЗ (причем часть срабатываний, как указано в акте, — ложная).

В результате аварии все энергообъединение Востока разделилось на два фрагмента с потерей синхронизма между ними. Это можно увидеть на укрупненной панораме с индикацией отклонений частоты в узлах (рис. 4). Четко выделяются две синхронные зоны схемы ОЭС (красная и зеленая). Такой же вывод можно сделать на основании графика в правой верхней части общей оперативной схемы ОЭС на рис. 1.

Групповой график частоты на схеме (рис. 1) имеет две зоны с отклонениями частоты 0,96 и –1,04 Гц. Отклонения нормированных значений напряжений (красная часть графика) на данном этапе аварии на этом же графике оказались в пределах нормы.

Результат выполнения этого сценария на графиках представлен на рис. 5. Обратим внимание на четыре дельтообразных зоны на графиках частоты. Они являются следствием ряда энергоблоков по сценарию ПА при большом небалансе мощности в них. В данных узлах частота резко возрастает (обычно до 2,5 Гц).

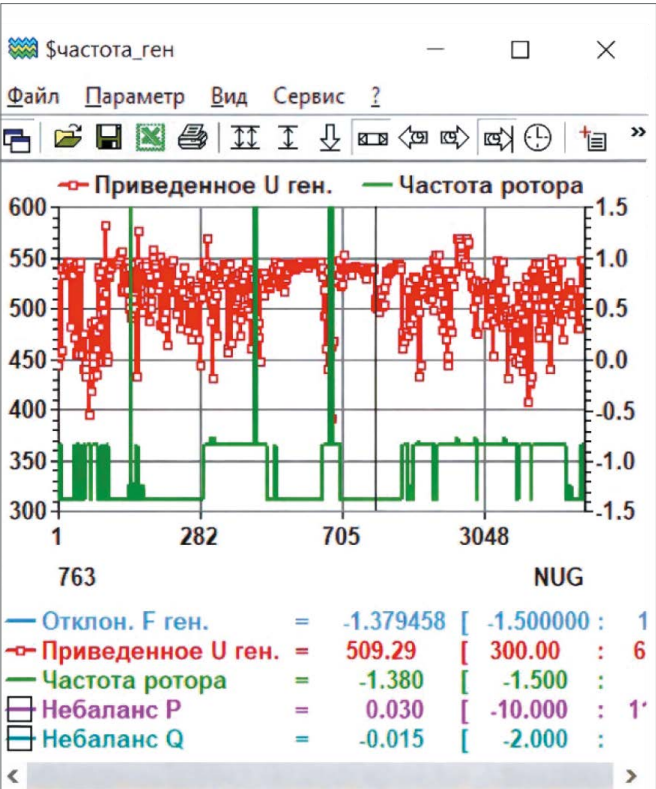


Рис. 5. Параметры на втором этапе аварии

В остальных узлах сети отклонение частоты составляет –0,84 и –1,4 Гц в двух фрагментах сети соответственно. На этом развитие аварии завершилось.

И наконец, на третьем этапе происходит восстановление нормального режима. Наблюдается практически полное восстановление режима расчетной схемы по частоте (–0,028 Гц) и активной мощности. Отклонение частоты во всех узлах практически совпадает с исходным значением.

Рассмотренный выше вариант анализа аварийной ситуации был проведен в три этапа (сценария), повторяющих акт экспертизы этой аварии, включая восстановление топологии и режима. То есть, в формате традиционно-го моделирования аварии в КП РЕТРЕН по стандартному акту ее расследования.

Сценарии:

- РЗ — ЗАЩИТЫ_3.scn;
- ПА — ОТКЛЮЧЕНИЯ_3.scn;
- РЕЖИМ — ВОССТАНОВЛЕНИЕ_3.scn

Важно отметить, что при таком анализе точного восстановления доаварийного режима достигнуть невозможно, поскольку существуют различия характеристик модели и реального объекта, моделей РЗ и ПА, объекта исследования и т. д.

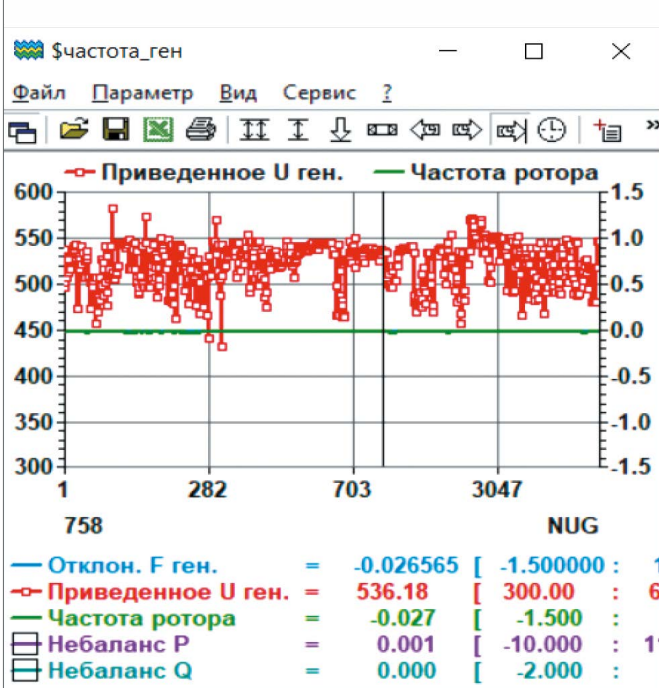


Рис. 6. Параметры на третьем этапе (восстановление режима) анализа

Результирующее отклонение частоты всех узлов после восстановления режима составляет 0,027 Гц. Оно отличается от исходного всего на 0,001 Гц, что можно считать хорошим результатом моделирования.

Мы не учитываем здесь нарушения предельных значений напряжения в узлах сети, поскольку подобные нарушения присутствовали в исходном доаварийном режиме.

Таким образом, рассмотрена традиционная схема моделирования аварии по актам ее расследования диспетчерским персоналом при наличии записей параметров режима в базе данных. Метод адекватен поставленной задаче, но требует достаточно полной информации о ходе аварии и мероприятий по восстановлению послеаварийного режима. Однако такая информация не всегда бывает доступна оперативному персоналу.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ СХЕМЫ И ЕЕ РЕЖИМА ПОСЛЕ АВАРИИ

Основная задача КП РЕТРЕН в ходе моделирования и анализа процессов возникновения аварии, восстановления доаварийной топологии сети и ее режима — последовательно просматривать состояния ВЛ и, встречая отключенные по РЗ и ПА концевые узлы этих ВЛ, приводить их состояние по частоте к значениям близким к 50 Гц.

Напомним, что к этому состоянию концевых узлов наилучшим образом приводит изменение их активной нагрузки в режиме динамики расчетной схемы. Концевые узлы работают в этом случае в качестве балансирующих узлов фрагментов и приводят к полученным значениям частоты остальные узлы этих фрагментов.

Приведение частот отдельных блоков, отключенных системой ПА, выполняется балансом противоаварийной активной мощности нагрузки этих узлов. Когда в итерационном динамическом процессе разность частот отдельных фрагментов в узлах присоединения снижается до величины менее 0,2 Гц, происходит автоматическое включение ВЛ, ранее отключенной во время развития аварии средствами РЗ и ПА. При этом проверяется приемлемое условие на разность фаз в узлах присоединения фрагментов [4]. Обычно разность фаз в 10–20 градусов не приводит к опасным толчкам в перетоке активной мощности по этим ВЛ.

Разумеется, в процессе выравнивания частот возможно нарушение устойчивости в указанных фрагментах. В таких случаях следует остановить операцию выравнивания частот и начать приводить частоты к значениям, отличным от 50 Гц, а именно к частоте фрагмента, наиболее близкого к 50 Гц в УР. После завершения синхронизации всех фрагментов программа выполняет их подключение к совместной работе посредством ВЛ, отключенных средствами РЗ и ПА.

Кроме связей между фрагментами, остались отключенными части ВЛ внутри фрагментов в результате работы систем ПА. Эти ВЛ могут быть включены без проверки синхронизма концевых узлов внутри фрагментов, поскольку их частоты в УР совпадают.

АВТОВОССТАНОВЛЕНИЕ ТОПОЛОГИИ СЕТИ И ДОАВАРИЙНОГО РЕЖИМА

В отличие от рассмотренного выше примера анализа аварийной ситуации по имеющемуся полному акту ее расследования, зачастую специалисты сталкиваются с ситуацией, когда имеется только финальная информация о работе систем РЗ и ПА, параметрах режима и конечная информация о топологии сети, а также модель ЭЭС, которая показывает результат воздействия этих систем на исходную расчетную схему в УР. Недостающими остаются лишь детали протекания аварии во времени.

Блок-схема восстановления исходной топологии сети и нормального режима в этих случаях практически не отличается от приведенной выше для полного анализа аварии по сценариям, за исключением сценария восстановления, который заменен на блок автоматического восстановления топологии и режима сети из настоящего раздела статьи.

Отметим, что в алгоритме приводятся не точное восстановление исходного доаварийного режима, а только восстановление топологии исходной схемы и достаточно близкого к исходному УР расчетной схемы.

Следует также восстановить топологию послеаварийного режима при нарушении синхронизма отдельных фрагментов объединения и нарушения коммутации ВЛ внутри несинхронных фрагментов в результате работы систем РЗ и ПА.

Трудность решения данной задачи состоит в наличии изменений топологии исходного доаварийного режима, которые следует отличать от изменений топологии сети в результате аварии. Другой проблемой является слож-

¹ SLEEP — время паузы между командами сценария.

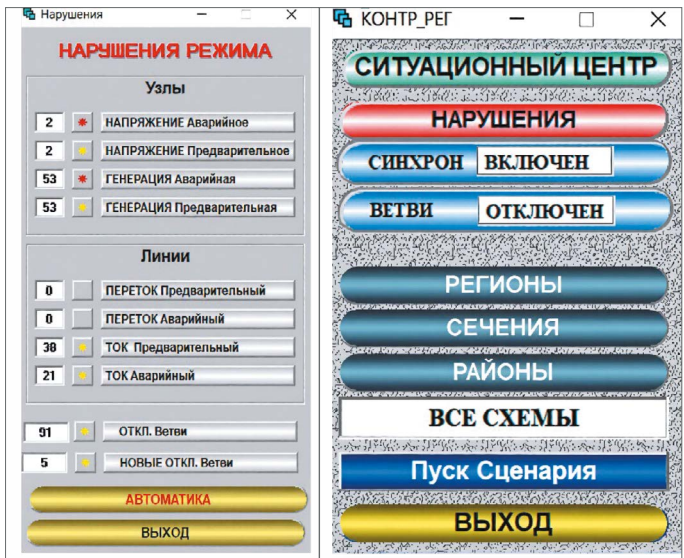


Рис. 7. Настройка автоматического восстановления режима

ность соблюдения очередности операций восстановления режима согласно акту аварии, который фактически отсутствует.

Управление режимом в данном случае выполняется с помощью панелей настройки, представленных на рис. 7 и, вызываемых кнопкой ALARMS с головной панели управления КП. Такая программа запускается в рамках РТ РЕТРЕН в режиме моделирования. Для ее функционирования используется стандартная система конструкторов комплекса КАСКАД-НТ и модернизированная модель РВ Model.exe в КП РЕТРЕН. При этом, возможен режим ее практического применения в режиме «Советчик диспетчера». В этом случае диспетчер при восстановлении доаварийного режима может воспользоваться этапами, рекомендованными данной программой.

В данном разделе статьи рассматривается вариант развития аварийной ситуации, когда в распоряжении диспетчера имеется только информация о конечном результате аварии в виде результирующей топологии сети и сведения об установившемся при этом режиме. Такой набор послеварийной информации обычно доступен в ОИК (SCADA) и представляет наибольший интерес. Рассмотрим данный вариант подробнее.

Автоматизированный режим активизируется двумя задачами — СИНХРОН и ВЕТВИ — на панели управления (см. рис. 7б). На другой панели (см. рис. 7а) указаны наименования узлов с нарушениями режима расчетной схемы, а также количество исходных отключенных ветвей до момента возникновения аварии и количество отключенных ветвей в результате аварии.

В ходе реализации первой задачи выполняется синхронизация отдельных несинхронных фрагментов схемы, сформированных системой РЗ и ПА. Это возможно при сохранении устойчивости отдельных фрагментов расчетной

схемы и отсутствии критических нарушений параметрами режима допустимых значений.

СИНХРОНИЗАЦИЯ ЧАСТОТЫ ФРАГМЕНТОВ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ

При синхронизации отдельных несинхронных фрагментов системы следует привести их к единой или близким частотам, управляя, главным образом, активной нагрузкой, которая обычно присутствует во всех узлах расчетной схемы. Если в каких-то узлах активная нагрузка отсутствует, ее следует ввести в них значениями внешних инъекций. Данную задачу решает рассматриваемый авторами метод синхронизации.

В рекомендуемом алгоритме частоты фрагментов схемы приводятся к единой частоте 50 Гц (с максимальной возможной точностью). Не останавливаясь на изложении строгой теории существования режима объединенной системы, ограничимся практическим правилом ее применения. Обычно отклонение частот фрагментов 0,1–0,2 Гц от единой частоты достаточно для втягивания несинхронных частей в синхронизм при их объединении.

Управление активной нагрузкой необходимо выполнять в каждом узле отдельных фрагментов объединения пропорционально небалансу активной мощности узла с целью приведения их к частоте близкой к 50 Гц. Обычно реализация этого подхода значительно усложняет весь алгоритм. При этом часто ограничиваются изменением частоты в узлах присоединения, что обычно приводит к выравниванию частот всех узлов несинхронного фрагмента. Данные узлы выполняют роль балансирующих узлов фрагментов.

Необходимое для выравнивания частоты несинхронного фрагмента схемы полное (мгновенное) изменение нагрузки узлов нежелательно, поскольку при больших значениях такого изменения может возникнуть аварийная ситуация. По этой причине приведение частот выполняется итеративно небольшими приращениями, поскольку единовременное и полное их изменение может привести к нарушению устойчивости фрагмента. Отдельно следует отметить отключение в процессе аварии энергоблоков системой ПА. Такие изолированные узлы в алгоритме выравниваются по частоте близкой к 50 Гц подключением компенсирующей активной нагрузки, исходя из предположения, что данная нагрузка имеется при восстановлении нормального режима. При отсутствии требуемой нагрузки в таком узле их подключение выполняется без выравнивания частот подключением внешней инъекции нагрузки узла.

В процессе изменения нагрузки узлов необходимо соблюдать ограничения на величину их генерации. При невозможности выполнения данного условия и наличии других ограничений на параметры режима поставленная задача в указанной постановке не может быть решена.

Отметим, что управление частотой узлов в настоящем алгоритме выполняется посредством внешней нагрузки узла (инъекцией), что не требует переформатирования матрицы проводимости, трудоемкого процесса с точки зрения вычислительных затрат.

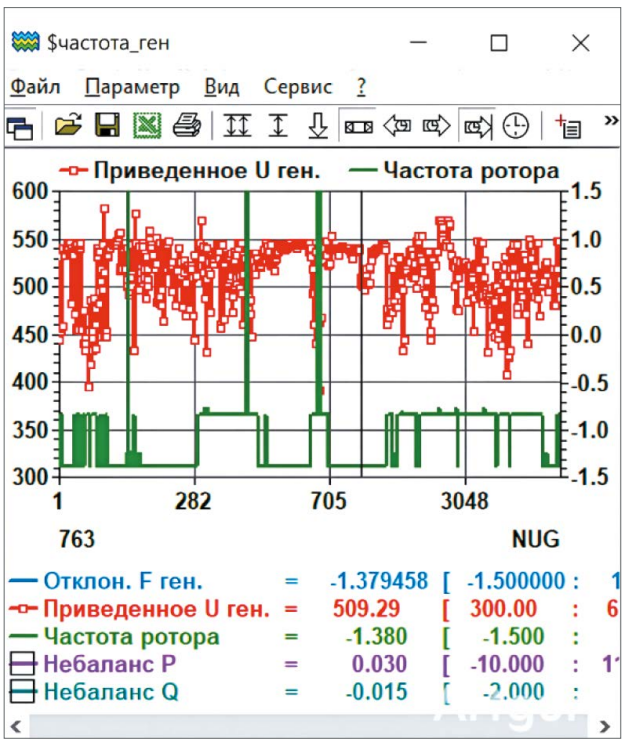


Рис. 8. Параметры в конце аварии

ВЫРАВНИВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ ОТДЕЛЬНЫХ ФРАГМЕНТОВ

Более сложной представляется проблема выравнивания напряжений в узлах присоединения изолированных фрагментов энергообъединения. В отличие от частоты, которая в УР является единой для каждого фрагмента, напряжения в узлах изолированного несинхронного фрагмента могут существенно различаться.

Настройка напряжений выполняется изменением реактивной генерации (или нагрузки) в узлах присоединения объединяемых частей сети. В данной версии программы эта процедура выполняется вручную диспетчером с соблюдением необходимых ограничений на предельные значения параметров режима.

Следует отметить, что настройка напряжений в узлах присоединения — достаточно опасная процедура с точки зрения сохранения устойчивости соединяемых частей энергообъединения. Наиболее целесообразно приводить напряжения в узлах присоединения к номинальным значениям исходной схемы.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ РЕЖИМА И ТОПОЛОГИИ СЕТИ ПО РЕЖИМНОЙ СХЕМЕ

Рассматривается режимная расчетная схема Востока в изолированном режиме, вызов которой выполняется с головной панели управления КП. На той же панели вызывается необходимых график для визуального наблюде-



Рис. 9. Количество отключенных ВЛ

ния за основными процессами в расчетной схеме (частотами и напряжениями узлов).

Выбор и запуск сценариев создания аварийной ситуации выполняется только для систем РЗ и ПА кнопкой «Пуск сценария» на панели КОНТР_РЕГ (рис. 7б) с использованием сценариев РЗ–ЗАЩИТЫ_3.scn и ПА–ОТКЛЮЧЕНИЯ_3.scn (см. выше). Формирование послеварийной ситуации на этом этапе можно считать завершенным (рис. 8 и 9). Расчетная схема разделилась на два фрагмента с частотами –1,38 и –0,85 Гц. Кроме того, наблюдаются не менее трех бросков частоты свыше 1,5 Гц отключенных узлов с генерацией энергоблоков.

Далее следует процедура автоматического восстановления исходной топологии и доаварийного режима, запуск которой выполняется двумя кнопками: на головной панели кнопкой РАСП (позиция «Включить») и кнопкой СИНХРОН (также позиция «Включить»).

Эта процедура синхронизации может занять несколько минут. В конце процедуры восстановления в нижнем окне НОВЫЕ ОТКЛ. Ветви (рис. 10б) должен остаться ноль. Это будет означать, что все фрагменты схем объединились в единую расчетную схему.

Число в нижнем окне НОВЫЕ ОТКЛ. Ветви (рис. 10б) не равное нулю означает, что остались отключенные ВЛ внутри фрагментов схемы средствами ПА. Эти отключенные ВЛ включаются второй кнопкой управления ВЕТВИ, на панели рис. 7б, поскольку относятся к одному фрагменту с общей частотой. Окончательный результат режима восстановленной режимной схемы представлен



а)



б)

Рис. 10. Финальный результат восстановления режима схемы

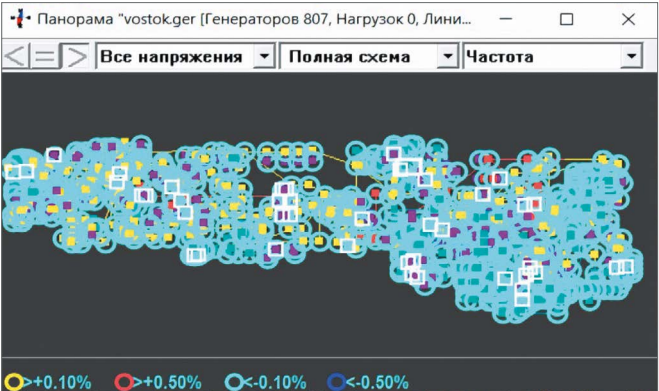


Рис. 11. Панорама схемы в конце восстановления режима

на рис. 10 с общей частотой и всеми подключенными блоками, которые ранее были отключены ПА. Общее значение частоты восстановленной схемы составляет $-0,027$ Гц и отличается от исходного значения ($-0,026$ Гц). Данное отклонение может быть объяснено дополнительными нагрузками в узлах сети, возникающими при синхронизации отдельных фрагментов.

В таблице 1 приведены результаты анализа аварии на основе данных отклонений частоты в двух разделенных фрагментах схемы и конечный результат ее восстановления по полной и ограниченной информации. Окончательный вид панорамы расчетной схемы представлен на рис. 11. Цвет узлов этой схемы указывает на результирующее значение частоты $49,974$ Гц во всех узлах сети. При работе программы восстановления все ВЛ, отключенные в результате аварии, оказались включенными, отдельные фрагменты объединены в единую расчетную схему, а отклонение общей частоты не превышает номинальных значений на $0,25$ Гц. При изменении нагрузки отдельных фрагментов для целей их синхронизации в сформированном режиме расчетной схемы образуется небаланс активной мощности, что приводит к отклонению общей частоты от 50 Гц. Проверка расчетных схем, аварийная ситуация в которых создавалась ручным управлением, показала свою работоспособность и возможность восстанавливать исходную топологию и режим сети. В заключении отметим, что бывают такие системные аварии, для которых автоматизированное восстановление режима и топологии сети приводит к нарушению режимных ограничений. В этих случаях их моделирование и анализ следует проводить традиционным способом, приведенным в первом разделе данной работы.

Таблица 1. Результаты анализа аварии по частоте, Гц

Метод восстановления	Исходное значение	Результат аварии Р31	Результат аварии Р32	Результат аварии ПА1	Результат аварии ПА2	Восстановление F
Полный	49,974	50,972	48,996	49,160	48,600	49,972
Ограниченный	49,973	50,996	48,996	49,150	48,630	49,974

Следует также отметить, что в приведенном алгоритме очередность восстановления режима не всегда совпадает с указанным в акте аварии. Эта ситуация особенно актуальна при системных авариях. Тем не менее это обстоятельство не помешало восстановить исходную топологию и доаварийный режим сети с помощью приведенного алгоритма. Основная цель создания программы автоматизированного формирования топологии и режима по ограниченной послеаварийной информации достигнута. Затронутая тема предполагает ее дальнейшее полномасштабное изучение и анализ.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Рабинович М.А. Отображение оперативной информации. Комплекс «КАСКАД–НТ 2.0». М.: Из-во НЦ ЭНАС. 2004.

2. Рабинович М.А. О методах оценки состояния ЭЭС // Энергия единой сети. 2022. № 2(63). С. 38–48.

3. Моржин Ю.И., Рабинович М.А. и др. Режимный тренажер диспетчера энергосистемы РЕТРЕН – базовый элемент тренажерной подготовки диспетчеров «РОССЕТИ ФСК ЕЭС // Энергия единой сети. 2022. № 3–4.

4. Калужный А.Х., Лизалек Н.Н. Моделирование и расчет длительных переходных процессов в сложных

энергосистемах при больших небалансах мощности // Электричество. 1981. № 2. С. 7–10.

5. Рабинович М.А. Цифровая обработка информации для задач оперативного управления в электроэнергетике. М.: Из-во НЦ ЭНАС. 2001.

6. Каковский С.К., Потапенко С.П., Рабинович М.А. Вопросы импортозамещения программного обеспечения в задачах электроэнергетики // Энергия единой сети. 2015. № 4 (21).

7. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. Изд. 2-е. М.: Наука. 1979.

Станьте частью команды
АО «Россети Научно-
технический центр»



Сканируйте QR-код —
начните путь
к профессиональному
росту!