

Анализ надежности программно-вычислительного комплекса оценивания состояния на основе технологии дерева отказов

КОЛОСОК И.Н., КОРКИНА Е.С., ТИХОНОВ А.В.

Значение задачи оценивания состояния (ОС) электроэнергетической системы (ЭЭС) не перестает быть актуальным при управлении объектами электроэнергетики. Традиционно качество результатов ОС ставится в зависимость от качества исходной информации: от телеизмерений и синхронизированных векторных измерений, от правильности сборки текущей расчетной схемы сети, от корректности задания ее параметров и характеристик измерительного тракта. Но качество самого программного обеспечения (ПО), применяемого для решения задачи ОС, на стадии его эксплуатации, как правило, не анализируется, тогда как безошибочность его работы в реальных условиях необходимо периодически проверять и оценивать. Немаловажное значение для повышения надёжности функционирования ПО имеет своевременное обновление используемых алгоритмов. Предлагается аналитический подход к оценке работоспособности программно-вычислительного комплекса (ПВК) ОС на основе технологии дерева отказов и рассматриваются различные аспекты повышения надежности ПВК оценивания состояния ЭЭС при его эксплуатации.

К л ю ч е в ы е с л о в а: электроэнергетическая система, оценивание состояния, дерево отказов, качество оценивания, программное обеспечение

Оценивание состояния (ОС) — математический метод обработки данных, используемый для получения модели текущего режима ЭЭС по данным измерений. Результаты ОС являются основой для задач оперативного и противоаварийного управления ЭЭС (EMS-приложений), а их визуализация повышает информированность персонала диспетчерских служб о текущем состоянии ЭЭС. Роль задачи ОС возрастает в связи с реализацией концепции ИЭС [1], предусматривающей использование современных технических средств сбора, передачи и обработки информации о состоянии элементов сети и параметрах ее режима (оперативно-информационных комплексов (ОИК) или SCADA, СМНР или WAMS), а также быстродействующих программных средств для расчета текущего режима ЭЭС и прогнозирования режимных параметров. В настоящее время процедура ОС является неотъемлемой частью SCADA/EMS подсистем в центрах диспетчерского управления ЭЭС любого уровня иерархии и может быть реализована в виде отдельного программно-вычислительного комплекса (ПВК) [2, 3] либо в виде блока, входящего в ПВК более общего назначения для расчета, анализа и оптимизации режимов ЭЭС [4, 5].

Сформированная в результате решения задачи ОС модель текущего режима является основой для решения других задач, поэтому ошибки при ОС могут привести к ошибочным решениям при диспетчерском управлении ЭЭС. Причинами неверного решения при ОС могут быть ошибки в исходной информации (неправильная сборка схемы по теле-

сигналам (ТС), грубые ошибки в телеизмерениях (ТИ) и синхронизированных векторных измерениях (СВИ), кибератаки на системы SCADA и WAMS, приводящие к искажению или непоступлению исходной информации в задачу ОС, а также некорректная работа алгоритмов ОС вследствие различных причин, в том числе и вследствие кибератак на ПО процедуры ОС. Все это приводит к необходимости регулярного анализа качества результатов и проверки работоспособности ПВК ОС, т.е. надежности его функционирования.

Проблема надежности ПО относится к категории «вечных» [6]. Отношение к проблеме довольно выразительно сформулировано в [7]: «Надежность программного обеспечения — беспризорное дитя вычислительной техники». Отмечается, что сама проблема надежности программного обеспечения имеет, по крайней мере, два аспекта: обеспечение и оценка (измерение) надежности. Практически вся имеющаяся литература на эту тему посвящена первому аспекту, а вопрос оценки надежности компьютерных программ оказывается еще более «беспризорным». Вместе с тем очевидно, что надежность ПО гораздо важнее таких традиционных его характеристик, как время исполнения или требуемый объем оперативной памяти.

Надежность — комплексное свойство, состоящее в общем случае из безотказности, долговечности, ремонтпригодности и сохраняемости. Для неремонтируемых объектов основным свойством может являться безотказность, для ремонтируемых объектов — ремонтпригодность [8]. В ка-

честве показателей надежности ПО в [9] предложены: среднее число правильно решенных задач за определенный интервал времени Δt_1 ; среднее число ошибок за этот интервал; вероятность решения заданного числа задач за интервал времени Δt_2 ; вероятность появления заданного числа ошибок за этот интервал и др. Такие показатели могут быть использованы для любого ПО.

Степень надёжности любого программного обеспечения характеризуется вероятностью его работы без *отказа*¹ в течение определённого периода времени. В [9] для анализа надёжности программного обеспечения перечислены факторы, приводящие к отказам ПО: обнаруженные ошибки в программе, использование неоптимальных и несовершенных алгоритмов (например, использование эвристики), ограничение на функционирование в реальном времени (когда состояние системы изменяется быстрее, чем длится расчетный цикл). Также к отказам ПО могут привести взаимодействие нескольких факторов, проблемы в аппаратной части вычислительной системы и т.д.

Программно-вычислительный комплекс ОС является специализированным программным продуктом, который на основе анализа входных данных предназначен давать результаты, обеспечивающие качественное управление технологическим процессом. Крайне важно знать, какова надежность ПВК ОС при эксплуатации в реальных условиях. Полагаем, что при работе в реальном времени существенным для ПВК становится свойство безотказности – как «свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки» [8] или отказоустойчивости, которая определяется «количеством любых последовательных единичных отказов компонентов, после которого сохраняется работоспособность системы в целом» [10]. Поэтому, хорошо представляя предметную область ПВК ОС, авторы выбрали для него такие показатели отказоустойчивости, которые оперативно позволяли бы выявить и защитить уязвимые места программных блоков и тем самым повысить работоспособность ПВК в любой (даже агрессивной, подверженной кибератакам) среде.

В статье для анализа последствий технических сбоев² и отказов в системах сбора и обработки данных (SCADA и WAMS) и ПО ОС предлагается комплексный подход с применением технологии дерева отказов. В качестве примера рассмотрен ПВК «Оценка», разработанный в ИСЭМ СО РАН,

базирующийся на методе контрольных уравнений (КУ) для ОС ЭЭС [11].

Назначение ПВК ОС ЭЭС и его вычислительная среда. Эффективность задач, решаемых при оперативном управлении ЭЭС, во многом определяется надёжностью и качеством информации о параметрах режима ЭЭС. Недостаточная обеспеченность ЭЭС телеинформацией, наличие в исходной информации случайных погрешностей, а также возможное присутствие грубых ошибок могут привести к неправильным решениям при оперативном управлении ЭЭС. Этим объясняется необходимость решения задачи оценивания состояния, которая позволяет обнаружить в измерениях грубые ошибки, отфильтровать погрешности и дорассчитать неизмеренные параметры режима.

Возможность рассчитать режим ЭЭС по имеющемуся в схеме набору измерений определяется при ОС в процессе *анализа наблюдаемости* (АН) схемы ЭЭС [11]. В случае потери наблюдаемости необходимо предпринять меры, обеспечивающие корректность результатов ОС для всей схемы: добавить псевдоизмерения узловых инъекций в ненаблюдаемые узлы, эквивалентировать ненаблюдаемые фрагменты схемы и др. Если такие меры не предусмотрены в ПО ОС, то это приведет к некорректным результатам ОС вследствие «сбоя» процедуры АН.

Большинство методов ОС дает корректное решение только при отсутствии в измерениях грубых ошибок. Чтобы избежать существенных искажений в результатах ОС, в состав комплекса программ ОС включена программа «достоверизация ТИ». Задача ОС текущего режима ЭЭС решается для существенно эквивалентированной модели сети и, как правило, в реальном времени. При ошибках в ТС возможно искажение расчетной схемы сети и появление существенных ошибок в топологической модели ЭЭС, поэтому необходимой при ОС является и процедура «достоверизации ТС».

Результатом работы программы ОС для текущей расчетной схемы ЭЭС является установившийся режим (УР), рассчитанный по измерениям. Полученный УР используется в качестве базового текущего режима для решения различных задач оперативного управления, поэтому полученные оценки параметров режима должны находиться в допустимой области, т.е. удовлетворять ограничениям, задаваемым в виде равенств и неравенств. Выход оценок за допустимые технологические пределы приводит к необходимости решения задачи учета ограничений непосредственно при реализации каждой отдельной функции управления и может вызвать существенную задержку при принятии решения. Поэтому блок учета ограничений в форме равенств и неравенств, задаваемых как для измерен-

¹ Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта [8].

² Сбой – самоустраняющийся отказ или однократный отказ, устраняемый незначительным вмешательством оператора [8].

ных, так и для неизмеренных параметров режима, должен входить в комплекс программ ОС в реальном времени [12–14].

Для работы ПВК ОС в условиях СМПП используются алгоритмы линейного ОС [15]. Алгоритмы линейного ОС также были успешно реализованы методом КУ, разработанным в ИСЭМ СО РАН [12, 16], что даёт ряд преимуществ перед традиционным нелинейным подходом, основное из которых – возможность выполнять априорное обнаружение ошибочных измерений (плохих данных (ПД)).

Программно-вычислительный комплекс ОС работает с данными, поступающими из оперативно-информационного комплекса ОИК/SCADA и/или от СМПП, поэтому для анализа надежности ПВК ОС рассмотрим отказоустойчивость этих систем и ПО ОС.

Отказоустойчивость оперативно-информационного комплекса. Оперативно-информационный комплекс или SCADA-система включают в себя установленные на подстанциях ЭЭС удаленные устройства телемеханики (RTU) для снятия теле сигналов о состоянии коммутационного оборудования и телеизмерений параметров режима, каналы связи, базы данных (БД), системы оперативного отображения параметров режима, а также программное обеспечение (комплекс программ EMS-приложений) для обработки результатов телеизмерений и формирования управляющих команд для объектов диспетчерского управления. Структура ОИК, установленного в центре управления одной из сетевых компаний регионального уровня, показана на рис. 1.

Оперативно-информационный комплекс работает на двух независимых серверах, основном 1 и резервном 2; серверы постоянно обмениваются запросами между собой. Для каждого сервера предусмотрена своя система передачи данных (СПД) и их хранения (СХД). При этом СХД1 и СХД2 постоянно синхронизируют данные. Один раз в 30 мин данные передаются на исторический сервер, на котором предусмотрено постоянное резервирование³.

Отсутствие ответа от основного сервера 1 рассматривается как отказ, система переключается на резервный сервер 2. Это происходит с минимальными задержками времени, не заметными для пользователя.

Возможны два вида сбоев: сбой аппаратной части и сбой программного обеспечения. После сбоя на основном сервере происходит перезапуск ПО, если это был программный сбой, или переход на

дублирующее оборудование сервера, находящееся в горячем резерве. Клиентские запросы идут на основной сервер и в случае его отказа перенаправляются на резервный сервер без изменения времени ожидания запроса.

В случае сбоя СХД1 основной сервер переключается на СХД2 с минимальными задержками. В случае отказа СПД1 входящий информационный поток направляется на СПД2. Как показывает практика, сбой в подобных системах возникает редко: в ПО, в среднем, 1 раз в месяц, в аппаратной части – 1 раз в год.

Отказоустойчивость СМПП [17]. С 2009 по 2011 гг. в России разработана и внедрена в промышленную эксплуатацию «Автоматическая система сбора информации» от регистраторов СМПП (АССИ), структура которой показана на рис. 2. Нижнее аппаратное звено PMU передаёт СВИ в систему по протоколу С37.118–2008/2011 в концентраторы векторных данных (PhasorData Concentrator – PDC), он же «Концентратор синхронизированных векторных данных» (КСВД) для дальнейшего использования в расчетных задачах. Синхронизированные векторные измерения ретранслируются на вышестоящий уровень диспетчерского управления в суперконцентратор, соответствующий уровню иерархии управления. Измерения сохраняются в базе данных собственной разработки [17].

Серверы системы объединяются в кластер, работающий синхронно, они взаимодействуют друг с другом и обмениваются информацией с источниками данных и клиентами. Базы данных, включенные в кластер, синхронизируются между собой. Средства обеспечения отказоустойчивости в составе системы позволяют создавать кластеры от двух и более серверов (до 65535). Выход из строя любых

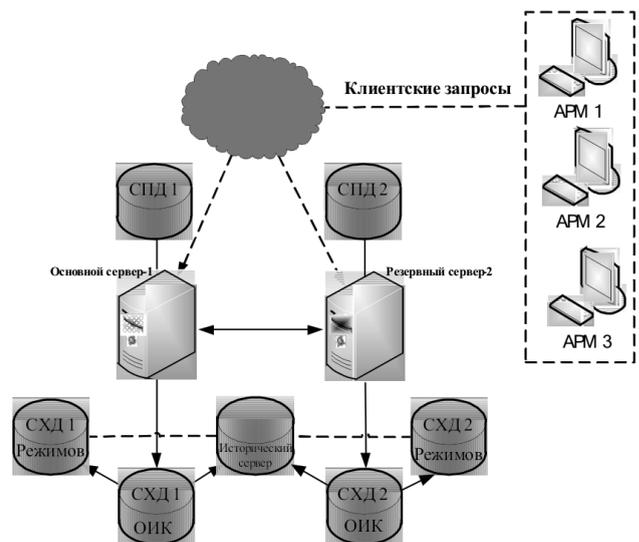


Рис. 1. Структура ОИК

³ Резервирование – одно из основных средств обеспечения заданного уровня надежности объекта при недостаточно надежных компонентах и элементах. Цель резервирования – обеспечить безотказность объекта в целом, т.е. сохранить его работоспособность при возникновении отказа одного или нескольких элементов.

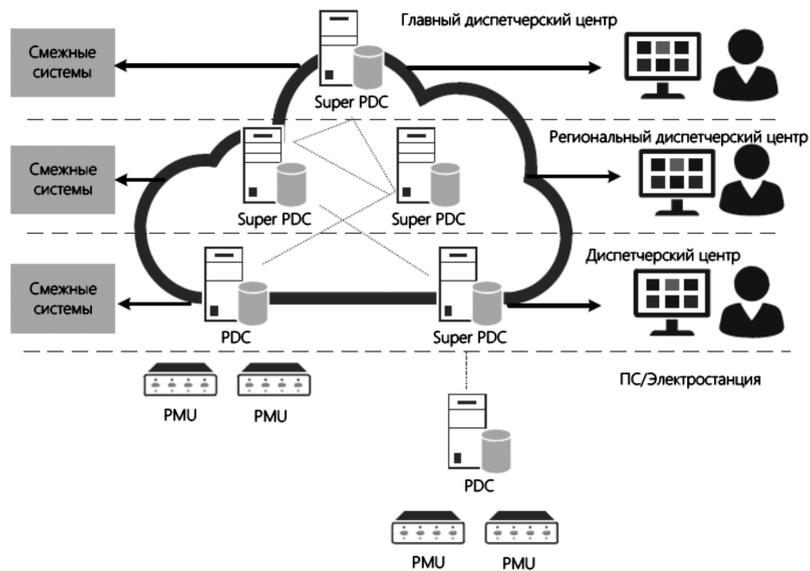


Рис. 2. Структура АССИ СМПР [17]

двух серверов не приведёт к потере информации. С одной стороны, архитектура АССИ является иерархической, так как серверы находятся на всех уровнях диспетчерского управления, с другой стороны – применяется облачная технология, когда места хранения данных и их транспортные маршруты не закреплены жёстко. Это повышает отказоустойчивость АССИ.

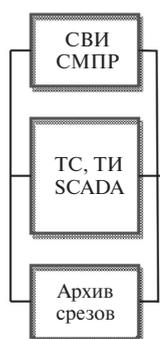
Отказоустойчивость программного обеспечения ОС. Чтобы ПО для задачи ОС, разрабатываемое в современных условиях для целей оперативного управления в ЭЭС, было как можно менее уязвимо к различным сбоям, оно должно базироваться:

- на точных математических моделях расчетных схем и применяемого в них оборудования;

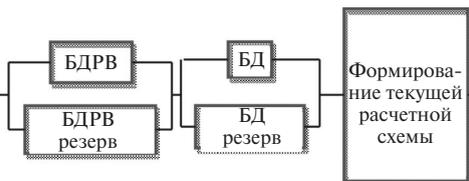
- измерительной системе с высокой избыточностью, обеспеченной резервированием измерительных устройств;

- устойчиво работающих алгоритмах достоверизации исходных данных (априорной, апостериорной, робастной);

Измерения



СХЕМА



Алгоритмы оценивания состояния методом контрольных уравнений

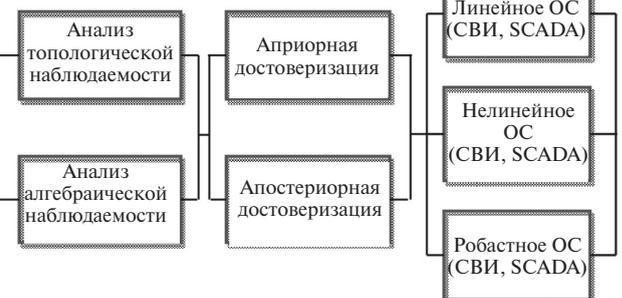


Рис. 3. Структурная схема ПВК ОС ЭЭС

многократном тестировании ПО сначала на имитационных, а затем и на реальных данных.

Структурная схема ПВК ОС для анализа надежности. Любой ПВК, в том числе и ПВК ОС, можно представить в виде некоторой технической системы, которая должна работать надежно и качественно. Этот комплекс ОС будет правильно функционировать, если работоспособны его основные звенья: измерения, расчетная схема и алгоритмы ОС. Для начального анализа надежности ПВК ОС составлена его структурная схема (рис. 3).

Основные компоненты ПВК и его окружения с резервированием приведены на рис. 3.

Измерения: если нет СВИ, то используются ТИ, ТС SCADA, если не поступают текущие срезы и СВИ и SCADA, ПВК может работать с архивными срезами; кроме того, поступившие измерения записываются в базы данных реального времени (БД РВ), которые также резервируются.

Схема: данные по базовой схеме хранятся на сервере БД постоянной информации, в вычис-

лительных центрах крупных энергообъектов предусмотрены резервный сервер и резервная БД. Для сборки текущей схемы на основе базовой схемы необходимы ТС о коммутации (они в БД РВ, также имеющей резерв) и собственно алгоритм формирования.

Алгоритмы: алгоритмы анализа наблюдаемости, достоверизации измерений и оценивания состояния резервируются альтернативными алгоритмами. Самое быстрое решение ПВК ОС даёт при работе алгоритма линейного ОС (ЛОС) по СВИ. Поэтому программа анализа наблюдаемости (АН) должна дать ответ: наблюдаема ли схема по СВИ. При отрицательном ответе и невозможности запуска ЛОС проводится АН для набора измерений SCADA (вот пример резервирования алгоритма АН) для нелинейного (пример резервирования ОС). Для алгоритма априорной достоверизации по контрольным уравнениям есть резервирование в виде апостериорной достоверизации по остаткам оценивания состояния [12] и использования алгоритмов робастного ОС [13, 18].

При анализе надежности сложных систем необходимо определять, какие из элементов являются критичными, серьёзные последствия отказов которых в большей степени влияют на работоспособность системы в целом. Типичные показатели критичности [9] – вероятность отказа, тяжесть последствий, устойчивость элемента к внешним воздействиям, величина риска вследствие отказа, возможность локализации отказа, контролируемость состояния элемента в ходе эксплуатации, резервирование и др. Ранжирование элементов по степени критичности возможно на разных уровнях структурирования объектов системы. Критичные элементы могут быть наглядно представлены с помощью технологии *дерева отказов*.

Технология дерева отказов. Впервые в отечественной литературе термин «дерево отказов» приведен в [19]. Известная с 60-х годов XX в. технология Fault Tree Analysis, применяемая в экспертных системах в области военной авиации, затем в атомной энергетике и в других отраслях [20], оказалась удобным средством анализа работоспособности (отказоустойчивости) любой технической системы или её отдельных сложных узлов.

Дерево отказов представляется в виде иерархической структуры:

I уровень – корень дерева – рассматриваемая техническая система;

II уровень – системные показатели – характеристики системы;

III уровень – элементы системы – детали системных показателей;

IV уровень – листья дерева – события, приводящие к отказу системы (технологические или технические проблемы);

V уровень (самый нижний) – меры по устранению причин возникновения отказов.

На рис.4 представлено дерево отказов для анализа надёжности работы ПВК ОС. В корне дерева – ПВК ОС. Системные показатели (измерения, схема, алгоритмы) – это второй уровень. Они включают в себя основные элементы (типы измерений, базы данных, реализованные в ПВК алгоритмы ОС) – это третий уровень. Элементы подвержены тем или иным сбоям или техническим отказам, находящимся на четвёртом, событийном, уровне. На нижнем уровне дерева находятся (курсив) контрмеры: совокупность контрмер против каждого сбойного события даёт возможность численно выразить показатели эффективности работы элементов и отказоустойчивости ПВК ОС ЭЭС.

На рис. 4 показан (жирный шрифт) блок-анализатор – программа, определяющая с точки зрения отказоустойчивости наиболее уязвимые звенья ПВК ОС на основе блока статистики, накопленной по вычисленным показателям за определённый период времени.

По сравнению с известным термином «дерево решений» [21] в дереве отказов общее число возможных вариантов решения проблемы уменьшается до числа вариантов, очевидно угрожающих работоспособности рассматриваемой технической системы. По сути дерево отказов – это диагностический метод, предлагающий выход из конкретной проблемной ситуации.

Вероятности отказа элементов дерева отказов. На структурной схеме (рис. 3) показано *последовательное* соединение системных показателей (*измерения—схема—алгоритмы*) – это такое соединение, при котором отказ хотя бы одного элемента приводит к отказу всего объекта в целом [22]. При такой структуре вероятность безотказной работы ПВК – это произведение вероятностей безотказной работы системных показателей дерева:

$$P_{\text{ПВК}} = P_{\text{изм}} \times P_{\text{рас.сх}} \times P_{\text{алг}}. \quad (1)$$

Отказ работы ПВК происходит из-за отказа одного из системных показателей: измерений, расчётной схемы, аварийного завершения работы ПО. Тогда вероятность отказа работы:

$$Q_{\text{ПВК}} = 1 - P_{\text{ПВК}}. \quad (2)$$

В свою очередь, системные показатели «измерения», «схема», «алгоритмы» состоят из *параллельно* расположенных элементов (рис. 3), например «измерения» включают и СВИ, и ТИ, и ТС, и псевдоизмерения из архива. Структурный объект, сконструированный из параллельно расположенных эле-

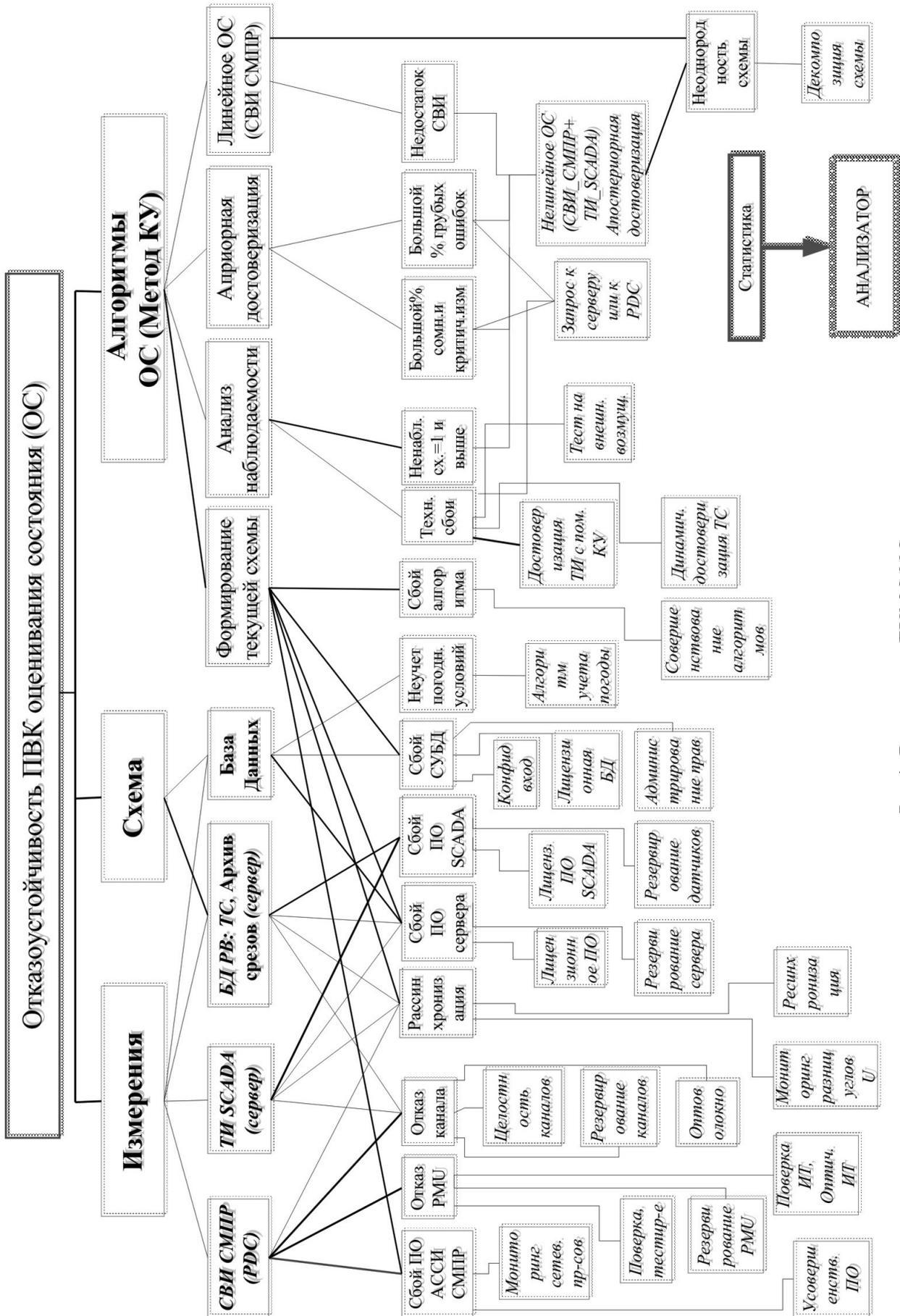


Рис. 4. Дерево отказов ПВК ОС ЭЭС

ментов, приводит к отказу только при отказе всех его составляющих [22]. Если отказы элементов независимы друг от друга, то вероятность отказа объекта равна произведению вероятностей отказа его элементов. Таким образом, отказ системного показателя «измерения» записывается в виде:

$$Q_{\text{изм}} = Q_{\text{СВИ}} \times Q_{\text{SCADA}} \times Q_{\text{арх}}. \quad (3)$$

Формирование расчетной схемы — это коммутация элементов схемы, заключающаяся в наложении ТС (из БД РВ) на базовую схему (БД), объединении соседних узлов в один при включенном ШСВ, создание общей линии-эквивалента для нескольких параллельных линий. Сбой процедуры формирования схемы при готовности запуска ПВК (при отсутствии сбоев в БД) возможен при ошибках, заложенных в алгоритмы эквивалентирования элементов схем и/или ошибок в ТС (см. таблицу). По аналогии с [23] отказоустойчивость ряда элементов можно усилить резервированием (см. рис. 3 — резервирование БД и резервирование БД РВ):

$$Q_{\text{рас_сх}} = 1 - (1 - Q_{\text{ТС_SCADA}}) \times (1 - Q_{\text{БД}}^2) (1 - Q_{\text{алг_форм_сх}}). \quad (4)$$

Процедура анализа наблюдаемости (АН) заключается в проверке по числу и составу измерений в срезе, сформированном ОИК, возможности выполнить расчет оценок для всей схемы сети. Для повышения качества наблюдаемости схемы специальный алгоритм расстановки телеметрии указывает на схеме области, слабо оснащенные датчиками, выдает рекомендации по резервированию датчиков и измерительных каналов [24]. В настоящее время наряду с телеметрией в ЭЭС используются СВИ, поэтому теперь разрабатываются алгоритмы расстановки датчиков СМПР с учетом возможных отключений отдельных связей, сбоев отдельных датчиков, пропадания отдельных измерений [25].

Процедура АН позволяет выделить в схеме наблюдаемые и ненаблюдаемые фрагменты. Известно, что по измерениям вектора напряжения в узле и вектора тока в отходящей линии можно получить значение расчетного СВИ в узле на другом конце данной линии. Такое размещение датчиков на схеме, когда все отсутствующие узловые измерения можно рассчитать по имеющимся СВИ, называется «глубиной ненаблюдаемости, равной 0» [26]. Если имеющиеся реальные и расчетные СВИ не дают полностью наблюдаемую по СВИ схему, то *сбоем процедуры АН* для линейного ОС по данным СМПР считается появление случая «глубины ненаблюдаемости» схемы, равной 1 и более, что означает недостаточность измерений для работы линейного ОС:

$$Q_{\text{АН_ЛОС}} = \frac{n_{\text{ненаб}} - 1}{N_{\text{зап_ПВК}}}. \quad (5)$$

Если нет возможности выполнить линейное ОС, запускается процедура нелинейного ОС по данным SCADA и СМПР. Сбой процедуры АН для нелинейного ОС практически невозможен в современных ПВК ОС, в которых предусмотрены специальные меры обеспечения наблюдаемости, т.е. $Q_{\text{АН_нелин_ОС}} = 0,0001$ — заведомо малая величина. Таким образом:

$$\begin{aligned} Q_{\text{АН}} &= Q_{\text{АН_ЛОС}} \times Q_{\text{алг_АН}} \\ \text{или} \\ Q_{\text{АН}} &= Q_{\text{АН_нелин_ОС}} \times Q_{\text{алг_АН}}. \end{aligned} \quad (6)$$

Процедура априорной достоверизации, основанная на методе КУ, выполняется перед запуском процедуры ОС и показывает число достоверных и недостоверных измерений, пришедших на вход ОС, число критических измерений, исключение которых приводит к дополнительным ненаблюдаемым параметрам и ошибки в которых не могут быть обнаружены, а также группы сомнительных измерений, определить среди которых ошибочные невозможно. Измерения с выявленными грубыми ошибками (недостоверные) заменяются в ходе работы алгоритма на уточненные, при этом значения их дисперсий увеличиваются, показывая понижение доверия к таким измерениям. Если среди измерений находятся критические измерения, не входящие в КУ, и сомнительные, проверить качество которых при данном составе КУ нельзя. Поэтому *сбоем процедуры априорной достоверизации* будем считать большой процент сомнительных и/или критических измерений в пришедшем срезе:

$$Q_{\text{апр_сомн}} = \frac{n_{\text{зап_с_больш\%_сомн}}}{N_{\text{зап_ПВК}}}; \quad (7)$$

$$Q_{\text{апр_крит}} = \frac{n_{\text{зап_с_больш\%_крит}}}{N_{\text{зап_ПВК}}}. \quad (8)$$

Строгим требованием к процедуре достоверизации является соответствие меток времени срезов SCADA и СМПР.

Процедура линейного ОС решается безытерационно, обязательным условием её запуска является наблюдаемость всей эквивалентной схемы по СВИ. Следовательно, *отказ алгоритма линейного ОС*:

$$Q_{\text{ЛОС}} = Q_{\text{АН_ЛОС}} \times Q_{\text{алг_ЛОС}}. \quad (9)$$

При отказе ЛОС работа ПВК не останавливается, так как далее запускаются алгоритмы нелинейного или робастного оценивания состояния и апостериорной достоверизации, представленные в дереве отказов как контрмеры против отказов в рабо-

те ПВК (рис. 4), а также применяемые в качестве резервирующих элементов (см. таблицу).

С учетом последовательного соединения элементов показателя «алгоритмы» ($P_{\text{алг}} = P_{\text{АН}} \times P_{\text{дост}} \times P_{\text{ОС}}$) запишем вероятность его отказа:

$$Q_{\text{алг}} = 1 - P_{\text{алг}} = 1 - (1 - Q_{\text{АН}})(1 - Q_{\text{дост}})(1 - Q_{\text{ОС}}). \quad (10)$$

Пример. Применим технологию «анализа дерева отказов» для расчета вероятности отказов элементов и системных показателей ПВК ОС. При расчете вероятностей отказов используются формулы (1)–(10) и дополнительные соотношения для отдельных компонент элементов дерева отказов, их более подробные структурные схемы приведены в таблице. Элементы, не приведенные в таблице, вычисляются по аналогии с приведенными.

Запуск блока «анализатор» (см. рис. 4) происходит 4 раза в сутки (1 раз за 6 ч); ПВК ОС запускается 3 раза за 2 мин, т.е. 540 запусков за те же 6 ч. Стартовая вероятность сбоя любого алгоритма принята равной $Q_{\text{алг}_0} = 0,0001$, например: $Q_{\text{алг}_\text{АН}}$ — в (6), $Q_{\text{алг}_\text{ЛОС}}$ — в (9).

Элемент «ТИ и ТС SCADA» (таблица):

число сбойных срезов ТИ SCADA за 6 ч равно 3, сбойных срезов ТС SCADA — 7:

$$Q_{\text{срез}_\text{ТИ}} = 3/540 = 0,00555;$$

$$Q_{\text{срез}_\text{ТС}} = 7/540 = 0,01296;$$

сбои в аппаратной части 1 раз/год (включая $Q_{\text{RTU}_\text{SCADA}}$); $Q_{\text{канал}_\text{SCADA}}$; $Q_{\text{сервер}}$:

$$Q_{\text{апп}} = \frac{4}{365 \times 24 \times 60} \times \frac{2}{3} = 5,07357 \times 10^{-6};$$

сбои в ПО SCADA в среднем 1 раз/мес., т.е. отказ на 1 запуск ПВК составляет:

$$Q_{\text{ПО}_\text{SCADA}} = \frac{4}{30 \times 24 \times 60} \times \frac{2}{3} = 6,17 \times 10^{-5};$$

таким образом,

$$Q_{\text{ТИ}_\text{SCADA}} = 1 - (1 - 0,00555)(1 - 5,07357 \times 10^{-6}) \times$$

$$\times (1 - 6,17 \times 10^{-5}) = 0,0056;$$

$$Q_{\text{ТС}_\text{SCADA}} = 1 - (1 - 0,01296)(1 - 5,07357 \times 10^{-6}) \times$$

$$\times (1 - 6,17 \times 10^{-5}) = 0,0130.$$

Элемент «СВИ» (таблица):

В СМПР за 2 мин идёт 6000 срезов, но ПВК берёт тоже 3 среза (как из SCADA), т.е. за это время на PDC придет $540 \times 6000 = 3240000$ срезов. Безусловно, в ОС не используются для расчета данные за каждые 20 мс. Разумно брать усредненные значения на малом интервале времени при малом изменении угла. При рассматриваемом темпе запуска ОС имеем только 540 точных срезов СВИ, так как

систематические ошибки в СВИ относятся скорее к ошибкам измерительного тракта. Поэтому полагаем, что $Q_{\text{срез}_\text{СВИ}} = 0$.

Зарубежные исследования [27] по передаче данных от точки измерения до устройства РМУ с учетом погрешности измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также каналов связи, подходящих от них к РМУ, дают значение вероятности отказа $Q_{\text{РМУ}} = 0,0879$.

При бесперебойной передаче пакетов СВИ от PDC в диспетчерский центр за 1 ч должно передаваться $50 \times 60 \times 60$ пакетов, но в реальных условиях при использовании арендуемых каналов пакеты данных теряются и минимальные потери по 1 каналу СМПР составляют 500–1000 пакетов, следовательно,

$$Q_{\text{канал}_\text{СМПР}} = \frac{500}{50 \times 60 \times 60} = 0,0028.$$

Вероятность отказа PDC зависит от работоспособности РМУ и каналов (см. таблицу):

$$Q_{\text{PDC}} = 1 - (1 - 0,0879)(1 - 0,00555) = 0,0904.$$

Сбои в ПО АССИ происходят, предположим, 2 раза в месяц:

$$Q_{\text{ПО}_\text{АССИ}} = \frac{2 \times 4}{30 \times 24 \times 60} = 1,2346 \times 10^{-4}.$$

Таким образом

$$Q_{\text{СВИ}} = 1 - (1 - 0,0)(1 - 0,0904)(1 - 1,2346 \times 10^{-4}) = 0,0905.$$

Системный показатель «Измерения» — (3). Принимая $Q_{\text{БД}} = Q_{\text{ПО}_\text{SCADA}}$,

$$Q_{\text{изм}} = 0,0905 \times 5,07 \times 10^{-6} \times 0,0056 = 5,9854 \times 10^{-9}.$$

Системный показатель «Схема» — (4), таблица:

$$Q_{\text{рас}_\text{сх}} = 1 - (1 - 0,130)(1 - 5,07357 \times 10^{-5}) \times \\ \times (1 - 0,0001) = 0,0131.$$

Алгоритм анализа наблюдаемости — (6). Принимая $Q_{\text{АН}_\text{ЛОС}} = Q_{\text{СВИ}}$:

$$Q_{\text{АН}_\text{лин}_\text{ОС}} = 1 - (1 - 0,0905)(1 - 0,0001) = 0,0906.$$

Алгоритм априорной достоверизации — (7), (8), таблица. За рассматриваемые 6 ч выявлено 15 срезов с сомнительными измерениями SCADA и 5 срезов с критическими:

$$Q_{\text{апр}_\text{сомн}} = 15/540 = 0,028;$$

$$Q_{\text{апр}_\text{крит}} = 5/540 = 0,00926;$$

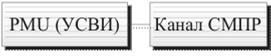
$$Q_{\text{апр}_\text{дост}} = 1 - (1 - 0,028)(1 - 0,00926)(1 - 0,0001) = \\ = 0,0369;$$

$$Q_{\text{апостер}_\text{дост}} = 1 - (1 - 0,00926)(1 - 0,0001) = 0,0094.$$

Системный показатель «Алгоритмы»:

для линейного ОС — (9), таблица:

$$Q_{\text{алг}_\text{ЛОС}} = 1 - (1 - 0,0905)(1 - 0,0369)(1 - 0,0001) = 0,1243;$$

Отказ элемента	Структурная схема и формула свёртки	
SCADA (непоступление ТИ, ТС)	 $Q_{ТИ_SCADA} = 1 - (1 - Q_{срез_ТИ})(1 - Q_{апп}) \times (1 - Q_{ПО_SCADA})$ $Q_{ТС_SCADA} = 1 - (1 - Q_{срез_ТС})(1 - Q_{апп}) \times (1 - Q_{ПО_SCADA})$	
СВИ (непоступление СВИ в диспетчерский центр)	 $Q_{СВИ} = 1 - (1 - Q_{срез_СВИ})(1 - Q_{PDC}) \times (1 - Q_{ПО_АССИ})$	
PDC (непоступление СВИ в PDC)	 $Q_{PDC} = 1 - (1 - Q_{РМУ})(1 - Q_{кан_СМНР})$	
«Формирование схемы»	 $Q_{рас_сх} = 1 - (1 - Q_{ТС_SCADA})(1 - Q_{БД}) \times (1 - Q_{алг_0})$	
«Априорная достоверизация»	 $Q_{апр_дост} = 1 - (1 - Q_{апр_сомн})(1 - Q_{апр_крит}) \times (1 - Q_{алг_дост})$	
Системный показатель «Алгоритмы» для Линейного ОС	 $Q_{алг_ЛОС} = 1 - (1 - Q_{АН_ЛОС})(1 - Q_{апр_дост}) \times (1 - Q_{алг_ЛОС})$	
Системный показатель «Алгоритмы» для нелинейного ОС	 $Q_{алг_нелин_ОС} = 1 - (1 - Q_{АН_нелин_ОС})(1 - Q_{дост}) \times (1 - Q_{алг_нелин_ОС})$	
«Анализ наблюдаемости» с резервированием	Соединение параллельное (см. рис.3)	$Q_{АН_рез} = Q_{АН_ЛОС} \times Q_{АН_нелин_ОС}$
«Достоверизация» с резервированием	Соединение параллельное (см. рис.3)	$Q_{дост} = Q_{апр_дост} \times Q_{апостер_дост}$
Оценивание состояния с резервированием	Соединение параллельное (см. рис.3)	$Q_{ОС} = Q_{ЛОС} \times Q_{нелин_ОС} \times Q_{робас_ОС}$

для нелинейного и робастного ОС (здесь $Q_{АН_нелин_ОС} = 0$):

$$Q_{алг_нелин_ОС} = Q_{алг_робаст_ОС} = 1 - (1 - 0) \times (1 - 0,0094)(1 - 0,0001) = 0,0096.$$

Отказоустойчивость ПВК ОС:

по рассчитанным $Q_{изм}$; $Q_{рас_сх}$; $Q_{алг}$, развернув для них (2), получим:

$$P_{изм} = 1 - 5,9854 \times 10^{-9};$$

$$P_{рас_сх} = 1 - 0,0131;$$

$$P_{алг_ЛОС} = 1 - 0,1243;$$

$$P_{алг_нелин_ОС} = 1 - 0,0096.$$

В результате вероятность безотказной работы ПВК ОС, (1):

$$P_{ПВК_ЛОС} = 0,8642;$$

$$P_{ПВК_нелин_ОС} = 0,0774.$$

Отказоустойчивость ПВК ОС с резервированием алгоритмов (рис. 3, таблица):

$$Q_{алг} = 1 - (1 - 0,0906 \times 0)(1 - 0,0369 \times 0,0094) \times (1 - 0,0001^2) = 3,5417 \times 10^{-4}.$$

В результате вероятность безотказной работы ПВК ОС при резервировании алгоритмов:

$$P_{ПВК_с_резер} = 0,9865.$$

Заключение. Создание любого программного продукта (ПП) определяется необходимостью ускорения обработки «сырой» информации и получения результатов расчетов в виде таблиц, графиков, диаграмм, диагностических и экспертных заключений. Реализация программного продукта основывается на выборе адекватных алгоритмов обработки и соответствующих языков (сред) программирования. Апробация на тестовых выборках и перенос ПП (ПВК) на реальный объект – это заключительные этапы его создания. Приемка ПП (ПВК) проводится по разработанным ГОСТ [28, 29 и др.].

При функционировании ПП в реальных условиях успешность этого функционирования зависит от качества исходной информации и возможности её обработки надежными алгоритмами. В [28], например, уточняется, что «...программные средства и программы, входящие в ПП, не должны приходить в такое состояние, чтобы пользователь не мог их контролировать, а данные не должны ни портиться, ни теряться». Но при эксплуатации ПВК ОС в реальных условиях случаи потери (непоступления) данных – явление нередкое. Поэтому для безотказности работы эксплуатируемых ПП (ПВК) необходима гибкость в применении алгоритмов в

зависимости от состава и качества исходной информации.

Подход к анализу надежности работы ПВК ОС, предложенный в статье, в виде *дерева отказов* предназначен в помощь оперативному персоналу, работающему с ПВК ОС в реальном времени.

Работа выполнена в рамках научного проекта III.17.4.2. программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310438-1.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Бердников Р.Н., Бушуев В.В., Васильев С.Н. и др. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью/Под ред. акад. РАН В.Е. Фортова и А.А. Макарова. — М.: ФСК ЕЭС, 2012, 236 с.
- Прихно В.Л. Программный комплекс КОСМОС оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации. — Труды Института электродинамики НАНУ. Энергоэффективность: 36. Киев: ИЭД НАН Украины, 2000, с. 118—127.
- Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С., Эм Л.В., Орнов В.Г., Шелухин Н.Н. Программно-вычислительный комплекс «Оценка» оценивания состояния ЭЭС в реальном времени. — Электричество, 1999, № 2, с. 8—16.
- Максименко Д.М., Машалов Е.В., Неуймин В.Г. Оценка состояния на базе оптимизационного алгоритма в ПК RastrWin3. — Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2013, № 2 (69), с. 36—44.
- Шепилов О.Н., Ушаков Е.И., Ушаков А.Е., Осак А.Б., Домышев А.А., Вымятнин А.А., Бузина Е.Я. Программно-вычислительный комплекс АНАРЭС-2000 + для расчета и анализа нормальных и аварийных режимов ЭЭС: <http://www.anares.ru/DOC/Seminar5/A5/ANARES.DOC>
- Майерс Г. Надежность программного обеспечения. — М.: Мир, 1980, 359 с.
- Гласс Р. Руководство по надежному программированию. — М.: Финансы и статистика, 1982, 256 с.
- ГОСТ 27.002—89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения: <http://docs.cntd.ru/document/gost-27-002-89> (дата обр. 12.01.2018).
- Половко А.М., Гуров С.В. Основы теории надёжности. СПб: БХВ, 2006, 704 с.
- <https://ru.wikipedia.org/wiki> (дата обр. 25.01.2018).
- Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. — М.: Наука, 1990, 200 с.
- Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. — Новосибирск: Наука, 2000, 152 с.
- Хохлов М.В. Робастное оценивание состояния ЭЭС методом внутренней точки с ограничениями. — Энергоэлектрика глазами молодежи. — Екатеринбург, 2010, т. 1, с. 583—587.
- Ерохин П.М., Неуймин В.Г., Шубин Н.Г., Максименко Д.М. Использование оптимизационных методов внутренней точки для оценивания состояния энергосистем. — Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2012, № 1 (66), с. 39—46.
- Kolosok I., Korkina E., Buchinsky E. Monitoring of EPS Facilities Using PMU-Based Linear State Estimation. — Proc. of the 5th Intern. Conf. «LMPS: Smart Technologies for Joint Operation of Power Grid», Irkutsk, 2012, pp. 245—253.
- Kolosok I., Korkina E., Buchinsky E. The Test Equation Method for Linear State Estimation Based on PMU Data. — Proc. of the 18th Intern. Power System Computation Conference (PSCC-2014), Poland, Wroclaw, ID 76.
- Гайдамакин Ф., Кисловский А. Развитие автоматической системы сбора информации от регистраторов СМНР. — Материалы Межд. научно-техн. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». — Сочи, 2015, с. 5.1—4.
- Гамм А.З., Колосок И.Н., Заика Р.А. Робастные методы оценивания состояния ЭЭС на основе контрольных уравнений и их реализация с помощью генетических алгоритмов. — Электричество, 2005, № 10, с. 2—8.
- Гук Ю.Б. Расчет надежности электроэнергетических установок. — Л.: Энергоатомиздат, 1988, 224 с.
20. Hlucgo C.A. Fault tree analysis: <http://www.eecs.ucf.edu/~hlucgo/cop4331/ericson-fta-tutorial.pdf> (дата обр. 10.01.2017).
- Quinlan J.R. Simplifying decision trees. — Intern. Journal of Man-Machine Studies 1987. V.27.doi:10.1016/S0020-7373(87)80053-6.
- Вентцель Е.С. Теория вероятностей, 7-е изд. — М.: Высшая школа, 2001, 575 с.
- Ковалёв Г.Ф. Оценка надёжности межсистемных связей с промежуточными подстанциями. — Электричество, 2017, № 4, с. 14—21
- Кузькина Я.И. Обеспечение наблюдаемости распределительных электрических сетей с распределенной генерацией посредством SmartMeter измерений. — Материалы Межд. конф. «Релейная защита и автоматика энергосистем». — Санкт-Петербург, 2017, с. 1—8.
- Nuqui R.F. State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurement, Ph.D. dissertation, Virginia Polytechnic Institute & State University, USA, 2001.
- Gomez O., Portilla C., Rios M.-A. Reliability analysis of substation monitoring systems based on branch PMUs. — IEEE Trans. on Power Systems. 2015, vol. 30 (2), pp. 962—969.
- Aminifar F., Fotuhi-Firuzabad M., Shahidehpour M., Khodaei A. Probabilistic Multistage PMU Placement in Electric Power Systems. — IEEE Trans. on Power Delivery, 2011, vol. 26 (2). pp. 841—849.
- ГОСТ Р ИСО/МЭК 12119-2000. «Информационная технология. Пакеты программ. Требования к качеству и тестированию».
- ГОСТ Р ИСО_МЭК 12207-2010. «Информационная технология. Системная и программная инженерия. Процессы жизненного цикла программных средств».

[14.02.2018]

А в т о р ы: Колосок Ирина Николаевна окончила электромеханический факультет Ленинградского политехнического института им. М.И. Калинина в 1972 г. В 2004 г защитила докторскую диссертацию «Повышение достоверности телеизмерительной информации в ЭЭС на основе контрольных уравнений» в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН. Ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.

Коркина Елена Сергеевна окончила электротехнический факультет Иркутского политехнического института в 1978 г. В 2009 г. защитила кандидатскую диссертацию «Развитие методов оценивания состояния ЭЭС на основе интеграции данных SCADA и PMU» в ИСЭМ СО РАН. Старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.

Тихонов Александр Владимирович окончил химический факультет Иркутского государственного университета в 2007 г. В 2017 г. защитил кандидатскую диссертацию «Моделирование устройств FACTS при оценивании состояния современных ЭЭС». Инженер 1-й категории службы электрических режимов Центра управления сетями ОАО «ИЭСК».

Analyzing the State Estimation Software Package Reliability Using the Fault Tree Technology

KOLOSOK Irina N. (*L.A. Melent'yev Institute of Energy Systems, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (ISEM, Irkutsk, Russia)*)— *Leading researcher, Dr. Sci. (Eng.)*

KORKINA Elena S. (*ISEM, Irkutsk, Russia*) — *Senior scientific researcher, Cand. Sci. (Eng.)*

TIKHONOV Alexandr V. (*PC «Irkutsk Energy Network Company», Irkutsk, Russia*) — *Engineer*

The electric power system state estimation (EPS SE) problem still remains to be of issue in controlling electric power industry facilities. Conventionally, the quality of SE results is believed to depend on the quality of initial information, specifically, on remotely measured data (RMD) and synchronized phasor measurements, on how correctly the current grid analysis configuration has been assembled, on how correctly its parameters have been specified, and on the measurement path characteristics. However, the quality of the software itself used for solving the SE problem is as a rule not analyzed at the stage of its operation, whereas the accuracy of its operation under real conditions must be regularly checked and estimated. Timely updating the used algorithms is of no little importance for improving the software performance reliability. An analytical approach to estimating the SE software package operability based on the fault tree technology is suggested, and various aspects concerned with improving reliability of the EPS SE software package in the course of its operation are considered.

Key words: *power systems, state estimation, fault tree, quality of estimation results, software fault tolerance*

REFERENCES

1. **Berdnikov R.N., Bushuyev V.V., Vasil'yev S.N.** et. al. *Kontseptsiya intelektual'noi elektroenergeticheskoi sistemy Rossii s aktivno-adaptivnoi set'yu* (Conception of the Intellectual Electroenergy System of Russia with an Actively-Adaptive Networks)/Edit. by V.Ye. Fortov and A.A. Makarov. Moscow, Publ. «Federal network company of the single power system», 2012, 236 p.
2. **Prikhno V.L.** *Trudy Instituta elektrodinamiki National'noi Akademii nauk Ukrainy* (Labours of Institute of Electrodynamics of National Academy of Sciences of Ukraine). Kiyev, 2000, pp. 118–127.
3. **Grishin Yu.A., Kolosok I.N., Korkina Ye.S., Em L.V., Ornov V.G., Shelukhin N.N.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 1999, No. 2, pp. 8–16.
4. **Maksimenko D.M., Mashalov Ye.V., Neumin V.G.** *Izvestiya Nauchno-tehnicheskogo tsentra yedinoi energeticheskoi sistemy (News of Scientific and Technical Center of the Single Power System)*, 2013, No. 2 (69), pp. 36–44.
5. **Shepilov O.N., Ushakov Ye.I., Ushakov A.Ye., Osak A.B., Domyshv A.A., Vymyatnin A.A., Buzina Ye.Ya.** <http://www.anares.ru/DOC/Seminar5/A5/ANARES.DOC>.
6. **Maiers G.** *Nadezhnost' programmnogo obespecheniya* (Reliability of Software). Moscow, Publ. «Mir», 1980, 359 p.
7. **Glass R.** *Rukovodstvo po nadezhnomy programirovaniyu* (Guidance on the Reliable Programming). Moscow, Publ. «Financy i statistika», 1982, 256 p.
8. <http://docs.cntd.ru/document/gost-27-002-89>
9. **Polovko A.M., Gurov S.V.** *Osnovy teorii nadezhnosti* (Bases of Theory of Reliability), St. Petersburg, Publ. «BKhV-Petersburg», 2006, 704 p.
10. <https://ru.wikipedia.org/wiki>
11. **Gamm A.Z., Golub I.I.** *Nabludayemost' elektroenergeticheskikh sistem* (Observability After the Electroenergy Systems). Moscow, Publ. «Nauka», 1990, 200 p.
12. **Gamm A.Z., Kolosok I.N.** *Obnaruzheniye grubyykh oshibok telezmerenii v elektroenergeticheskikh sistemakh* (Detection of Flagrant Errors of Telemetry in Electroenergy Systems). Novosibirsk, Publ. «Nauka», 2000, 152 p.
13. **Khokhlov M.V.** *Elektroenergetika glazami molodezhi – in Russ. (Electroenergy by the Eyes of Young People)*. Yekaterinburg, 2010, vol. 1, pp. 583–587.
14. **Yerokhin P.M., Neumin V.G., Shubin N.G., Maksimenko D.M.** *Izvestiya Nauchno-tehnicheskogo Tsentra Yedinoi Energeticheskoi Sistemy – in Russ. (News of Scientific and Technical Center of the Single Power System)*, 2012, No. 1 (66), pp. 39–46.
15. **Kolosok I., Korkina E., Buchinsky E.** Monitoring of EPS Facilities Using PMU-Based Linear State Estimation. — Proc. of the 5th Intern. Conf. «LMPS: Smart Technologies for Joint Operation of Power Grid», Irkutsk, 2012, pp. 245–253.
16. **Kolosok I., Korkina E., Buchinsky E.** The Test Equation Method for Linear State Estimation Based on PMU Data. — Proc. of the 18th Intern. Power System Computation Conference (PSCC-2014), Poland, Wroclaw, ID 76.
17. **Gaidamakin F., Kislovskii A.** *Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-tehnicheskoi konf. «Sovremennye napravleniya razvitiya sistem...»* (Proc. of the Intern. Scientific and Technical conf.), Sochi, 2015, pp. 1–4.
18. **Gamm A.Z., Kolosok I.N., Zaika R.A.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2005, No. 10, pp. 2–8.
19. **Guk Yu.B.** *Raschet nadezhnosti elektroenergeticheskikh ustanovok* (Calculation of reliability of electricity options). — Leningrad, Energoatomizdat, 1988, 224 p.
20. **Ericson C.A.** Fault tree analysis: <http://www.eecs.ucf.edu/~hlugo/cop4331/ericson-fta-tutorial.pdf>
21. **Quinlan J.R.** Simplifying decision trees. — Intern. Journal of Man-Machine Studies 1987. vol. 27 (doi:10.1016/S0020-7373(87)80053-6).
22. **Ventsel' Ye.S.** *Teoriya veroyatnostei. 7ye izd.* (Theory of Chances/ 7th Publ.). Moscow, Publ. «Vysshaya shkola», 2001, 575 p.
23. **Kovalev G.F.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2017, No. 4, pp. 14–21
24. **Kyz'kina Ya.I.** *Materialy Mezhd. konf. «Releynaya zashchita i avtomatika energosistem* (Proc. of the Intern. conf. «Relay protection and automation»). St. Petersburg, 2017, pp. 1–8.
25. **Nuqui R.F.** State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurement, Ph.D. dissertation, Virginia Polytechnic Institute & State University, USA, 2001.
26. **Gomez O., Portilla C., Rios M.-A.** Reliability analysis of substation monitoring systems based on branch PMUs. — IEEE Trans. on Power Systems. 2015, vol. 30 (2), pp. 962–969.
27. **Aminifar F., Fotuhi-Firuzabad M., Shahidehpour M., Khodaei A.** Probabilistic Multistage PMU Placement in Electric Power Systems. — IEEE Trans. on Power Delivery, 2011, vol. 26 (2), pp. 841–849.
28. **GOST R ISO/MEK 12119—2000.** «*Informatsionnaya tekhnologiya. Pakety program. Trebovaniya k kachestvu i testirovaniye*» (Information technology. Software package. Quality and testing requirements).
29. **GOST R ISO /MEK 12207—2010.** «*Informatsionnaya tekhnologiya. Sistemnaya i programmnyaya inzheneriya. Protsey zhiznennogo tsikla programmnykh sredstv*» (Information technology. System and software engineering. The life cycle processes of software).