

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

На правах рукописи

КОЧНЕВА Елена Сергеевна

ДОСТОВЕРИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
ЭНЕРГИИ МЕТОДАМИ ТЕОРИИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ

05.14.02 – Электростанции и электроэнергетические системы

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
д.т.н. профессор
Паздерин А.В.

Екатеринбург 2015

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ОБЗОР МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ИНФОРМАЦИИ ОТ СИСТЕМ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	17
1.1 Основные составляющие погрешности измерения электроэнергии.....	17
1.2 Метрологический контроль и надзор над средствами измерения электроэнергии.....	27
1.3 Инженерные методы оценки достоверности данных автоматизированных систем учета электроэнергии.....	31
1.4 Дублирование измерительных комплексов учета.....	33
1.5 Балансовый метод оценки достоверности измерений электроэнергии.....	34
1.6 Использование методов оценивания состояния для достоверизации данных учета электроэнергии.....	38
Выводы по главе 1.....	41
2. ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ ЗАДАЧИ ЭНЕРГОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ.....	43
2.1 Общие принципы достоверизации измерений в теории оценивания состояния.....	43
2.2 Описание задачи энергораспределения как задачи оценивания состояния.....	45
2.3 Анализ наблюдаемости энергораспределения.....	49
2.4 Сравнение традиционной для энергетики задачи оценивания состояния и задачи энергораспределения.....	56
Выводы по главе 2.....	59
3. АПРИОРНЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	60
3.1 Оценка достоверности измерений методом контрольных уравнений.....	60

3.2	Топологический метод формирования системы контрольных уравнений в рамках задачи энергораспределения.....	63
3.3	Алгебраический метод формирования системы контрольных уравнений.....	70
3.4	Алгоритм выявления недостоверных измерений электроэнергии на основе системы контрольных уравнений.....	74
3.5	Уточнение расчетных оценок по сравнению с измерениями.....	79
3.6	Использование групп проверочных выражений как способ оценки достоверности наиболее ответственных измерений электроэнергии.....	81
3.7	Оценка достоверности «малых» измерений электроэнергии.....	84
3.8	Выявление систематических и случайных погрешностей измерения электроэнергии.....	91
3.9	Оценка достоверности измерений схемы, содержащей ненаблюдаемые участки.....	98
	Выводы по главе 3.....	103
4	АПОСТЕРИОРНЫЕ И РОБАСТНЫЕ МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ ПЛОХИХ ДАННЫХ.....	105
4.1	Использование остатков оценивания в задаче достоверизации измерений электроэнергии.....	105
4.2	Анализ взвешенных и нормализованных остатков оценивания для измерений электроэнергии.....	108
4.3	Робастные методы оценки достоверности измерений систем учета электроэнергии.....	118
	Выводы по главе 4.....	119
5	ПРОВЕРКА МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ФРАГМЕНТЕ ЕЭС РОССИИ.....	121
5.1	Исходные данные и формирование расчетной схемы для оценки достоверности измерений фрагмента Кировской энергосистемы.....	121

5.2Формирование системы контрольных уравнений и групп проверочных выражений.....	124
5.3Вычисление расчетной оценки измерения, выявление систематических погрешностей комплексов учета.....	128
5.4Достоверность измерений реактивной энергии.....	133
Выводы по главе 5.....	137
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	139
ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	141
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	142

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время вопрос экономической эффективности находится на первом плане практически для любой отрасли, и энергетика не является исключением. Задачей электросетевых компаний является оказание услуг по передаче электрической энергии (ЭЭ) от места ее производства до потребителей. Услуги по передаче ЭЭ формируют доходы электросетевых компаний. Измерения, поступающие от систем учета ЭЭ, служат базой для осуществления финансовых взаиморасчетов между участниками оптовых и розничных рынков ЭЭ. Источником измерений являются измерительные комплексы электроэнергии (ИКЭЭ), установленные на границах балансовой принадлежности между участниками энергообмена. В связи с дифференциацией тарифов (цен) на ЭЭ на часовых интервалах времени высокими темпами ведется внедрение и совершенствование автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Системы АСКУЭ призваны предоставить надежные и своевременные показания об учете ЭЭ, на основании которых могут быть произведены финансовые расчеты между субъектами рынка.

Измерения ЭЭ помимо нормальных погрешностей могут содержать грубые выбросы, происходящие в результате значительного превышения предельно допустимых погрешностей средств измерений, сбоев в процессе преобразования измеренных величин, помех в каналах связи. Контроль точности и достоверности измерительной информации о потоках ЭЭ является важной составляющей информационно-измерительной системы. Он позволяет минимизировать финансовые риски участников энергетического обмена в случае появления сбойных коммерческих измерений.

В настоящий момент не все энергообъекты имеют системы АСКУЭ, иногда учет производится с использованием традиционной системы учета ЭЭ. Отчетным периодом в подобных системах является месячный интервал, а сбор показаний производится с участием персонала энергоснабжающей организации, либо потребителей. Такой способ сбора и обработки коммерческих измерений

предполагает участие персонала, следовательно, появляется дополнительная возможность для ошибок и искажений коммерческих данных.

Микропроцессорные счетчики позволяют получить минутные измерения ЭЭ. Накопленные на счетчике профили потребления могут быть считаны оперативным персоналом с помощью микропроцессорных средств, что позволяет получить, например, привязку ко времени измерений. Следующим этапом модернизации традиционной системы учета и построения АСКУЭ является организация каналов связи и сбор измерительной информации о потоках ЭЭ в центр ее обработки и хранения. Сертифицирование систем учета предъявляет высокие требования к метрологическим характеристикам (МХ) приборов учета и к каналам передачи данных, а также к надежности системы в целом.

С каждым годом все большее число потребителей выходит на оптовый рынок ЭЭ. Наличие у потребителя сертифицированной автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) позволяет организации получить доступ к оптовому рынку ЭЭ. Требования к системам такого типа являются наиболее строгими и регламентируются нормативными документами [1-8].

Основным способом обеспечения легитимности измерительной информации на сегодняшний день является метрологический надзор и контроль средств учета ЭЭ, который проводится один раз в несколько лет на основании утвержденных методик и процедур. Поверка осуществляется органами Госстандарта России и метрологическими службами электроэнергетической отрасли. ИКЭЭ подвергается поверке покомпонентно, то есть поверяются измерительные трансформаторы тока (ТТ) и измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики ЭЭ, устройства сбора и передачи данных. В случае искажения МХ любого компонента измерительного комплекса в течение межповерочного интервала, показания комплекса учета будут содержать ошибки вплоть до проведения очередной метрологической поверки.

Чаще, чем раз в несколько лет, оценка достоверности измерений ЭЭ может проводиться путем контроля фактических и допустимых небалансов. Балансовый

метод является наиболее распространенным методом анализа достоверности измерений ЭЭ. В 1995 году была выпущена Типовая инструкция по учету ЭЭ, регламентирующая процедуру таких расчетов [9].

Баланс ЭЭ характеризуется следующими показателями: объемом ЭЭ, поступающим и отпускаемым с исследуемого объекта, а также отчетными потерям, которые рассчитываются как разность между принятой и отпущенной ЭЭ. Балансовый метод является упрощенным методом верификации измерительной информации, поскольку никакие электрические показатели, кроме измерений ЭЭ, в расчетах не участвуют. Включенные/отключенные элементы сети, параметры схемы замещения в балансовом методе роли не играют.

Современная тенденция развития автоматизированных систем учета ЭЭ направлена на все большее их техническое усовершенствование. Системы учета и приборы, входящие в их состав, становятся более сложными и дорогостоящими, однако величина фактических потерь ЭЭ остается на высоком уровне, значительно превышающем технические и нормативные значения потерь [10]. На сетевых предприятиях ежемесячно составляется баланс ЭЭ, на основании которого вычисляются фактические потери ЭЭ, которые сравниваются с нормативными значениями. В случае, когда значение коммерческих потерь значительно, сетевое предприятие несет убытки. Причинами появления коммерческих потерь может быть недоучет полезного отпуска ЭЭ потребителям, недостатки энергосбытовой деятельности, а также хищения ЭЭ [10-21]. К недоучету отпущенной потребителям ЭЭ часто приводит ненормативная загрузка измерительных трансформаторов.

Погрешность ИКЭЭ зависит от режима работы и загрузки присоединения, причем в большинстве случаев, при работе в ненормальных режимах происходит недоучет ЭЭ. Отрицательные систематические погрешности измерительных комплексов могут быть причиной коммерческих потерь ЭЭ [13-15]. Еще одной проблемой является предумышленное искажение коммерческой информации, особенно в случае, когда средства учета ЭЭ состоят на балансе покупателей ЭЭ, которые заинтересованы в занижении измерений, определяющих

плату за пользование ЭЭ. В последние 20 лет наблюдается рост коммерческих потерь [21], что приводит к финансовым потерям участников энергообмена, в особенности электросетевых компаний. Коммерческая составляющая потеря ЭЭ удваивает финансовые потери компаний, ответственных за транспорт ЭЭ, поскольку на них ложится финансовая ответственность за потери. Первый раз электросетевая компания недополучает из-за коммерческих потерь денежные средства за транспорт ЭЭ, а второй раз она оплачивает эти коммерческие потери в рамках процедуры покупки фактических потерь ЭЭ. Для электросетевых компаний коммерческие потери на уровне 0,4 кВ являются самыми дорогими, так как тарифы на транспорт ЭЭ по данному классу напряжения самые высокие. Из опыта энергетических обследований электросетевых предприятий хорошо известно, что на уровне низких напряжений самый высокий процент коммерческих потерь ЭЭ. Высокий уровень коммерческих потерь приводит к удорожанию тарифа на транспорт ЭЭ, что приводит к всеобщему повышению конечной стоимости ЭЭ для потребителей, особенно на низких номинальных напряжениях.

Снижение коммерческой составляющей потерь возможно при локализации их источников, выявления причин и их устранении. Оценка достоверности измерений ЭЭ позволит выявить участки схемы сети, служащие источником значительных коммерческих потерь.

Для эффективного выполнения задач обеспечения финансовых взаиморасчетов необходимо обладать точной и достоверной информацией об объемах ЭЭ. Поскольку информация об измерениях в системах учета поступает через определенные периоды, существует возможность использовать математические модели и методы для оценки правильной работы системы учета и оценки достоверности коммерческих измерений в реальном масштабе времени.

Актуальность темы работы определяется:

- высокими требованиями к достоверности информации, поступающей от систем учета электроэнергии, как к источнику обеспечения финансовых взаиморасчетов;
- высоким уровнем коммерческой составляющей потерь электроэнергии, верифицированные измерения позволят локализовать конкретные элементы, либо фрагменты схемы, служащие источником коммерческих потерь;
- важностью минимизации финансовых рисков компаний, работающих во всех видах энергетического бизнеса, от недостоверных измерений электроэнергии. Генерирующие компании несут финансовые потери в случае недоучета отпускаемой электроэнергии. Двойной ущерб ложится на сетевые компании в случае недоучета отпускаемой ЭЭ потребителям. Отрицательные систематические погрешности работают в пользу потребителей, поскольку занижают количество отпущенной им электроэнергии. Повышение достоверности измерений электроэнергии - в первую очередь задача генерирующих и электросетевых компаний.)
- перспективностью применения методов теории оценивания состояния, нашедших широкое применение при достоверизации телеизмерений в системах диспетчеризации, к измерениям электроэнергии. (Методы теории оценивания состояния позволяют производить оценку достоверности данных, производить анализ наблюдаемости, а также оценивать составляющие погрешности измерительных приборов. Решение подобных задач по отношению к системам учета электроэнергии является востребованным в настоящее время.)

Степень разработанности темы исследования:

В исследованиях, проводимых на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета (бывший УГТУ-УПИ), сформулирована задача энергораспределения (ЭР), позволяющая осуществлять расчет потоков ЭЭ, а также технических потерь на всех элементах

схемы. Модель ЭР позволяет осуществлять расчет энергетического режима в схеме сети на основе измерений ЭЭ. Уравнениями состояния для задачи ЭР являются уравнения балансов энергии в узлах и ветвях сети, а также уравнения для расчета технических потерь ЭЭ во всех элементах схемы замещения сети. Решая задачу ЭР можно получить расчетные оценки потоков ЭЭ по всем элементам схемы, технические потери ЭЭ, а также оценить достоверность каждого измерения путем его сравнения с расчетным аналогом. Для проведения процедуры достоверизации необходимо иметь избыточный состав измерений. Как было показано ранее, решение задачи ЭР целесообразно осуществлять на основе методических подходов теории оценивания состояния (ОС). В электроэнергетике ОС широко применяется для расчета установившегося режима энергосистемы в координатах мощностей на основе телеизмерений и телесигнализации. В рамках решения классической задачи ОС разработаны, имеющие высокую степень научной проработки, методы анализа наблюдаемости, выявления сбойных измерений, подавления влияния плохих измерений на результаты оценивания.

Цели и задачи работы - предложить методики и подходы, позволяющие расширить функциональность систем учета электроэнергии. Показать значимость для современной электроэнергетики проблемы оценки достоверности данных учета электроэнергии с точки зрения минимизации финансовых рисков. Оценить эффективность существующих подходов достоверизации данных систем учета электроэнергии в части выполнения подзадач достоверизации, определенных в рамках теории оценивания состояния. Провести сравнительный анализ традиционной задачи оценивания состояния и задачи энергораспределения; адаптировать методы теории оценивания состояния для достоверизации данных систем учета электроэнергии; выявить проблемы в предложенных подходах достоверизации данных; предложить методику оценки систематической погрешности измерительных комплексов электроэнергии; оценить возможность достоверизации измерений реактивной энергии.

Научная новизна

1. Показано что использование методических подходов теории оценивания состояния позволяет эффективно решать задачу достоверизации измерений электрической энергии. Предлагаемые методы достоверизации могут решить полный цикл подзадач оценки достоверности: детекция, идентификация и коррекция плохих измерений.

2. Адаптированы методы оценки достоверности измерений, разработанные в рамках теории оценивания состояния на основе решения задачи энергораспределения, по отношению к измерениям электроэнергии. Наибольшей эффективностью обладает метод, основанный на анализе системы контрольных уравнений и метод анализа взвешенных и нормализованных остатков оценивания. Необходимым условием применения математических методов оценки достоверности является информационная избыточность систем учета.

3. Выявлена проблема невозможности идентификации грубых ошибок в измерениях, значения которых существенно меньше остальных измерений. Показано, что погрешность измерительного комплекса ЭЭ должна зависеть от значения измеряемого потока электроэнергии, чем больше измеряемый поток ЭЭ, тем выше должны быть классы точности всех компонентов измерительного комплекса.

4. Разработана методика мониторинга и оценки статистических характеристик погрешностей измерительных комплексов электрической энергии. Методика основана на оценке систематической составляющей погрешности, рассчитываемой с помощью групп проверочных выражений. Применение подхода на верхнем уровне АСКУЭ позволит существенно расширить функционал системы в части оценки достоверности измерений электрической энергии.

Теоретическая и практическая значимость работы заключается в разработке методов, позволяющих в темпе процесса отслеживать достоверность получаемых показаний от измерительных комплексов электроэнергии, что дает возможность существенно расширить функционал систем учёта электроэнергии. Реализация данных положений позволит производить диагностику работы АСКУЭ на малых интервалах времени, а также повысить достоверность измерений электроэнергии, используемых для проведения финансовых расчётов между участниками энергообмена. Предложенные методы позволят значительно уменьшить время выявления мест недостоверного учета, снижая тем самым финансовые риски энергокомпаний. Алгоритм выявления систематической погрешности измерительных комплексов позволит определять комплексы, требующие внеочередной метрологической поверки.

Методология и методы исследования. Диссертация подготовлена с использованием теоретических, экспериментальных и специальных методов научного познания. В работе широко использованы методы сравнения и аналогии, обобщения, исследования, моделирования, эксперимента. При разработке методики оценки статистических характеристик и вычисления расчетного аналога измерения использовались методы математического анализа, а также законы теории статистики и основы метрологии. Методом исследования при выполнении экспериментальной части диссертации являлось математическое моделирование и пассивный эксперимент.

Положения, выносимые на защиту:

1. Методы повышения достоверности информации систем учета электроэнергии, основанные на анализе нормализованных остатков оценивания, а также на обработке системы контрольных уравнений. Данные методы позволяют оперативно выявлять измерения, содержащие грубые ошибки. Подходы были

разработаны в рамках традиционной задачи оценивания состояния и адаптированы в данной работе к измерениям электроэнергии и задаче энергораспределения.

2. Методика оценки статистических характеристик погрешностей комплексов учета электроэнергии, позволяющая в течение межповерочных интервалов отслеживать систематические погрешности комплексов учета. Основой методики являются формирование групп проверочных выражений.

3. Подход к вычислению расчетного аналога измерения, обладающий более низкой предельно допустимой погрешностью по сравнению с самим измерением.

Степень достоверности результатов работы. Методы выявления недостоверных измерений опробованы на выборке измерений АСКУЭ фрагмента Кировской энергосистемы. Методы детекции измерений с ошибками, превышающими предельно допустимые величины, на основе системы контрольных уравнений показали хорошие результаты. Даны рекомендации по делению схемы на фрагменты разного класса напряжения для проведения процедуры оценки достоверности измерений электроэнергии. Апробирован метод идентификации систематических погрешностей с построением графиков динамического распределения погрешностей и гистограмм. Анализ системы учета реактивной энергии также проведен на фрагменте Кировской энергосистемы.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на:

- научно-практической конференции «Энергосбережение – теория и практика», четвертая международная школа-семинар молодых ученых 2008 г.;
- научно-практической конференции «Проблемы и достижения в промышленной энергетике» восьмая конференция 2008 г.;

- научно-практической конференции «Энергосистема: управление, конкуренция, образование» III международная НПК 2008 г.;
- 6-ом НТ семинаре-выставке "Нормирование и снижение потерь электрической энергии в электрических сетях" 2008 г.;
- научно-практической конференции «Разработки молодых специалистов в области электроэнергетики» 2008 г.;
- «Source of the Document IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)» 2009 г.;
- «The First International Conference on Sustainable Power Generation and Supply» 2009 г.;
- Всероссийской НТК «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования» 2010 г.;
- Евроазиатской выставке и конференции «Энергетика настоящего и будущего» 2010г.;
- научно-технической конференции «Энергобезопасность и энергоэффективность» 2011г.;
- «International Conference on Future Electrical Power and Energy Systems Lecture Notes in Information» 2012 г.;
- 3-я НПК «Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» 2012г.;
- «EnergyCON, IEEE International Energy Conference», 2014 г.;
- «3rd International Conference on Energy and Environmental Protection» 2014г.;
- НПК «Электроэнергетика глазами молодежи» г. Томск, 2014г.

Публикации.

В ходе работы над диссертацией было опубликовано 16 работ, в том числе 4 в изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссии («Известия Высших учебных заведений. Проблемы энергетики», «Электрические станции»,

«Электричество», «Вестник Самарского государственного технического университета»); 3 в изданиях, индексируемых в базе Scopus.

Структура работы

Работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы, содержит 31 рисунок и 18 таблиц.

Во введении содержится характеристика диссертационной работы, доказывається ее актуальность, перечислены цели работы, уделено внимание научной новизне, практической ценности и апробации.

В первой главе описываются общие вопросы систем учета электроэнергии, приводятся их цели и задачи. Рассматривается вопрос расчета предельно допустимых погрешностей измерительных комплексов учета электроэнергии, а также состав средств измерений, входящих в состав комплекса. Далее проводится обзор методов оценки достоверности измерений электроэнергии, обсуждаются возможности, достоинства и недостатки рассматриваемых подходов.

Вторая глава посвящена традиционной для электроэнергетики задаче оценивания состояния и задаче энергораспределения. Задача энергораспределения позволяет осуществить расчет потоков и потерь на всех элементах рассматриваемого фрагмента сети на основании измерений электроэнергии и информации о схеме замещения. Производится сопоставление двух данных задач по основным критериям.

В третьей главе рассматриваются априорные методы достоверизации измерений электроэнергии, основанные на системе контрольных уравнений. Представлены методы формирования системы контрольных уравнений, возможности формирования групп проверочных выражений на ее основе, а также рассматриваются вопросы разномасштабности измерений и выявления статистических характеристик погрешностей комплексов учета электроэнергии.

Четвертая глава связана с методами оценки достоверности измерений электроэнергии, применяемыми во время и после решения задачи энергораспределения. Первая группа методов анализирует остатки оценивания, то

есть разницу между измерением и его расчетным аналогом, вторая группа методов основана на модификации целевой функции для снижения влияния грубых ошибок на результат расчета. Представлен ряд практических расчетов, демонстрирующих эффективность методов.

В пятой главе приводятся расчеты, произведенные на основе измерений системы учета фрагмента Кировской энергосистемы. Оценивается возможность выявления измерений с грубыми ошибками, оценки систематических составляющих погрешностей отдельных комплексов учета. Рассматривается вопрос учета реактивной энергии.

Работа выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Уральского Энергетического Института Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, г. Екатеринбург.

1. ОБЗОР МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ИНФОРМАЦИИ ОТ СИСТЕМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Первая глава посвящена анализу существующих подходов оценки достоверности измерительной информации, источником которой служат системы учета ЭЭ.

Первый раздел главы затрагивает общие вопросы, связанные с системами учета. Описываются цели и задачи учета ЭЭ, рассматриваются компоненты ИКЭЭ и их погрешности, способ вычисления предельно допустимой погрешности ИКЭЭ в целом.

Второй раздел связан с метрологическим обеспечением систем учета ЭЭ, нормативными процедурами первичной и очередной поверок, а также со сложностями метрологических процедур.

В третьей части рассматривается нашедший широкое распространение в практике подход достоверизации, основанный на сопоставлении фактического и допустимого небалансов ЭЭ. Выделяются сильные и слабые стороны подхода.

Четвертая часть описывает возможности инженерного подхода к достоверизации измерений. Основой подхода служат возможности современных микропроцессорных счетчиков осуществлять «внутреннюю» проверку измеряемых параметров с помощью ряда критериев.

Пятый раздел описывает дублирование ИКЭЭ как один из самых эффективных способов повышения достоверности измерений ЭЭ.

Последняя часть затрагивает расчетные методы оценки достоверности измерений, основанные на имеющих высокую проработку подходах теории оценивания состояния.

1.1 Основные составляющие погрешности измерения электроэнергии

Нормативные документы определяют главную цель учета ЭЭ как получение достоверной информации о количестве потребленной, произведенной и

распределенной ЭЭ. В [9] определены основные задачи, решаемые системами учета ЭЭ. Данные, полученные от систем учета ЭЭ, используются для:

- проведения финансовых операций при расчетах за ЭЭ и мощность на оптовом и розничном рынках ЭЭ;
- осуществления управления режимами потребления энергии;
- составления баланса ЭЭ и прогнозирования всех его составляющих для различных структурных объектов электроэнергетических систем;
- расчета стоимостных показателей ЭЭ.

Перечисленные задачи очень важны, поэтому измерительная информация о потоках ЭЭ должна быть точной, своевременной и достоверной. Требования, налагаемые на данные, полученные от системы учета ЭЭ, становятся все более строгими. В [9] указывается, что для контроля достоверности учета ЭЭ на электростанциях и подстанциях, назначенная комиссия составляет ежемесячный баланс ЭЭ. При наличии возможности, балансы ЭЭ могут быть составлены для любого промежутка времени. В настоящее время имеется тенденция к увеличению точности измерительных приборов. Основные требования к системам учета сформулированы в [1-9, 22, 23].

Системы автоматизированного учета ЭЭ являются достаточно надежными источниками достоверной информации. Это обусловлено применением микропроцессорных счетчиков и современных способов передачи, обработки и хранения информации. Тем не менее, выход из строя или ошибка в работе любого звена системы учета, вероятнее всего, приведет к появлению значительных ошибок в измерениях ЭЭ. Несовершенство каналов связи может также повлечь потерю какой-либо части передаваемой информации.

Погрешности измерительных ТТ значительно зависят от режима их загрузки, что может служить источником дополнительных значительных погрешностей. Часто при проектировании системы учета предпочтение отдается ТТ с наивысшим классом точности, без учета остальных его параметров и ограниченности метрологических характеристик. Фактическая погрешность измерительных ТТ может значительно превышать паспортное значение при

небольших (по отношению к номинальному значению) первичных токах: чем меньше значение нагрузки, тем больше погрешность. Требования к измерительным ТТ и ТН регламентируются нормативными документами [24, 25]. Для ТТ ГОСТом определяются диапазоны тока в первичной обмотке, при которых ТТ не выходит за пределы класса точности: ТТ классов 0,5S и 0,2S должны сохранять свою точность в пределах 1-120 % измерений первичного тока; классы 0,5 и 0,2 – в пределах 5-120 %. Реальная токовая загрузка первичных цепей зачастую оказывается меньше номинальных значений. Отрицательный знак погрешности означает недоучет ЭЭ. Исследованиям погрешностей измерительных ТТ и ТН посвящено значительное число работ [26-29].

Учет ЭЭ может быть коммерческим и техническим. В задачи коммерческого учета входит обеспечение финансовых расчетов на рынке ЭЭ, определение фактических объемов принятой и отпущенной ЭЭ. Счетчики и измерительные ТТ, обеспечивающие коммерческий учет, должны быть опломбированы. Технический учет используется для анализа энергопотребления для нужд составления балансов, оптимизации режимов работы. Средства технического учета не требуют опломбирования и не могут служить источником информации для обеспечения финансовых отношений между абонентом и субабонентом. В данной работе рассматриваются вопросы оценки достоверности измерений ЭЭ, источником данных при этом может служить любая система учета, обеспечивающая измерения потоков ЭЭ, вне зависимости от ее назначения. Далее не будет уточняться, является ли система коммерческой или технической.

Условно систему АСКУЭ можно разделить на два уровня - информационный и измерительный. Информационный уровень отвечает за обработку, передачу и хранение измерений. Несмотря на то, что применение современной микропроцессорной техники, протоколов передачи данных, систем хранения и обработки данных делает информационный уровень весьма надежным, выход из строя любого из многочисленных звеньев данной подсистемы может привести к потере фрагмента данных, либо значительной ошибке. Измерительный уровень включает в себя измерительные ТТ и ТН, счетчик ЭЭ, а также вторичные

цепи измерительных трансформаторов и кабельные линии связи. Величина погрешностей и ошибок связана с МХ каждого элемента данной подсистемы.

Таким образом, измерения ЭЭ не отражают истинного значения потока ЭЭ в данной точке. В общем виде измерение ЭЭ, как и любое другое, можно представить в виде суммы трех величин [30, 31]: неизвестного фактического значения потока ЭЭ - $\mathcal{E}_i^{\text{ист}}$, и двух компонентов погрешностей (систематической ζ_{wi} и случайной σ_{wi}):

$$\mathcal{E}_i^{\text{изм}} = \mathcal{E}_i^{\text{ист}} + \zeta_{wi} + \sigma_{wi}. \quad (1.1)$$

Поскольку истинное значение потока ЭЭ неизвестно, следовательно, неизвестны и статистические характеристики. Интересным, с точки зрения повышения достоверности, является получение расчетных оценок всех величин, входящих в выражение (1.1).

Точность измерения тем выше, чем ближе измеренное значение к истинному. Для выполнения данного условия необходимо, чтобы погрешность ИКЭЭ не превышала сумму систематической и случайной ошибок из (1.1), это будет критерием достоверности измерения ЭЭ.

Ввиду неизвестности статистических характеристик погрешностей измерения, в практике метрологии введено понятие предельно допустимой относительной погрешности ИКЭЭ. Данная величина соответствует граничным значениям интервала, определяющего достоверное измерение параметра. Вероятность попадания в интервал составляет 95 %.

Относительная погрешность ИКЭЭ определяется на стадии проектирования энергообъекта. По возможности, обеспечивается её минимизация путем выбора соответствующих классов точности элементов, сечения соединительных кабелей, трасс прокладки и так далее.

В состав ИКЭЭ входят:

- измерительный ТТ;
- измерительный ТН;
- кабели связи от органов измерения до приборов учета;
- клеммные соединения и коммутационная аппаратура;

- счетчики электрической энергии.

На рисунке 1.1 представлена трехфазная схема соединения измерительных цепей ИКЭЭ.

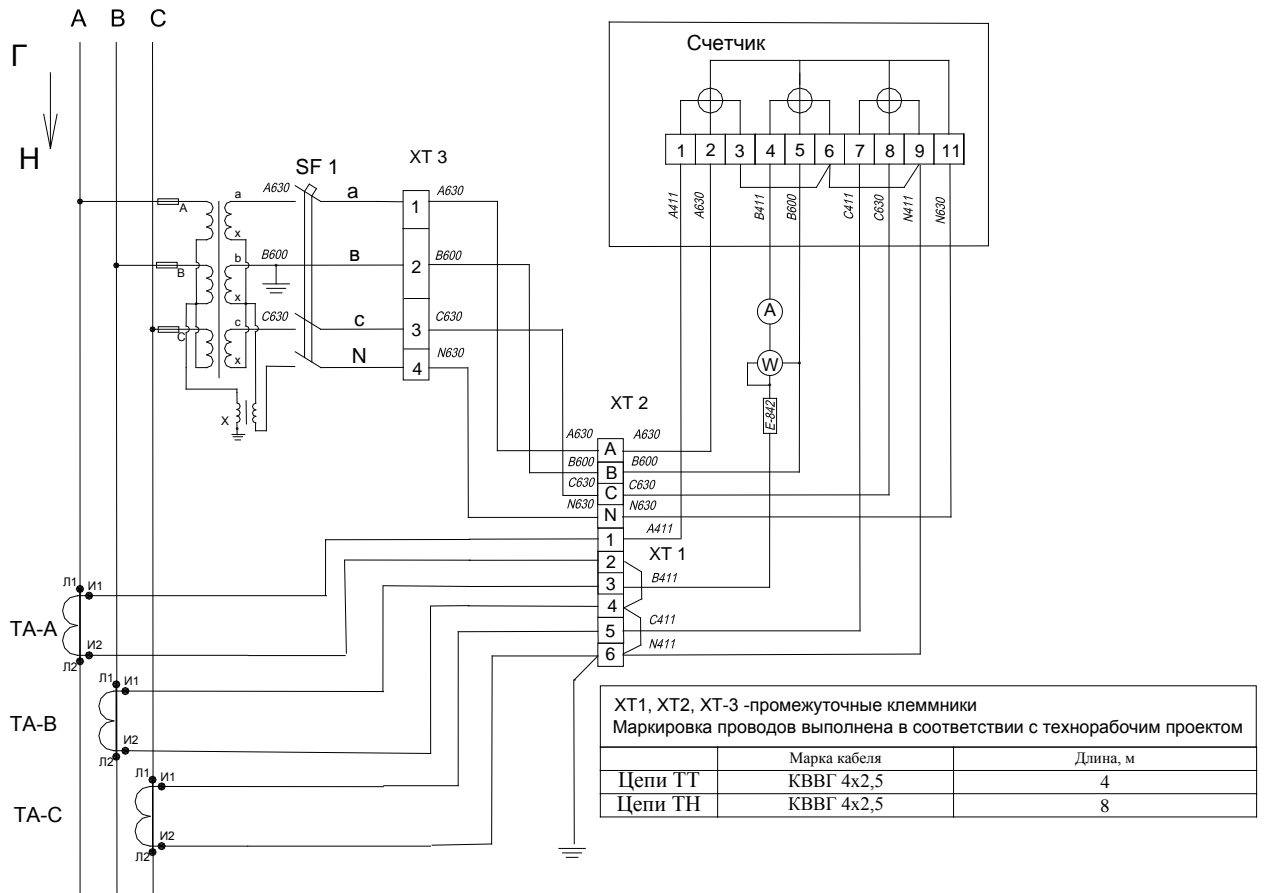


Рисунок 1.1 Схема соединения измерительных цепей ИКЭЭ

Для определения предельно допустимого значения погрешности измерения каждого ИКЭЭ, введенного по нормальной или временной схеме размещения приборов расчетного и технического учета ЭЭ, составляется технический паспорт-протокол.

Процесс составления паспорта-протокола включает в себя следующие процедуры:

– документарное обследование для сбора информации о схемах вторичных измерительных цепей, приборах, типах и длинах кабелей, достаточных для составления принципиальных электрических схем, для словесных описаний измерительных цепей счетчиков, расчетной оценки нагрузки измерительных ТТ и ТН, заполнения всех пунктов паспорт-протокола;

- натурное обследование в части визуального осмотра и документирования (фотографирования) мест расположения оборудования информационно-измерительного комплекса, а также сравнения, уточнения и восстановления данных, полученных в ходе документарного обследования;

- инструментальное обследование в части определения фактических значений нагрузок вторичных измерительных цепей ТТ и ТН.

В составе инструментальной части обследования измеряются следующие величины:

- ток во вторичной измерительной обмотке ТТ;
- фазное напряжение измерительной обмотки ТТ;
- напряжение в основной обмотке ТН;
- ток в измерительной обмотке ТН;
- коэффициент мощности контролируемого присоединения cosφ.

К расчетным величинам относятся:

- нагрузка ТТ;
- нагрузка ТН;
- падение напряжения в кабелях связи от ТН до счетчика учета ЭЭ;
- относительные погрешности измерительных комплексов.

Измерения производятся несколько раз, чтобы избежать ошибок и исключить случайные погрешности. Данные, собранные в ходе замеров, заносятся в протоколы замеров и в дальнейшем являются основанием для составления паспорта-протокола.

Какой бы технически сложный ИКЭЭ не использовался, измерения носят вероятностный характер. То есть истинное значение измеряемой величины, с определенной вероятностью, лежит в пределах интервала значений. Граничные значения этого интервала определяются допустимыми погрешностями всех компонент, входящих в ИКЭЭ.

Предельное значение относительной погрешность ИКЭЭ - $\delta_{\text{ИК}}$, вычисляют по методике РД 34.11.225-90 согласно формуле [9]

$$\delta_W = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{CO}^2 + \delta_L^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{OP}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_j^2}, \quad (1.2)$$

где δ_I, δ_U - погрешности соответственно ТТ и ТН (δ_I ТТ % по ГОСТ 7746-2001, δ_U ТН % по ГОСТ 1983-2001), %;

δ_{CO} - основная относительная погрешность счетчика, %;

δ_L - погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %;

δ_θ - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика, обусловленная наличием угловых погрешностей ТТ и ТН, %;

δ_{OP} - погрешность определения разности показаний счетчика, %;

δ_j - дополнительная погрешность счетчика от l -ой влияющей величины, %;

l - число влияющих величин, для которых нормированы изменения метрологических характеристик СИ.

Требования к счетчикам ЭЭ изложены в ряде нормативных документов [32-35]. Основная погрешность δ_{CO} зависит от отношения фактических значений тока к номинальным значениям. Счетчик должен работать в классе точности с диапазоном от $0,05 \times I_{ном}$ для счетчиков без литеры или $0,01 \times I_{ном}$ для счетчиков с литерой S. При рабочих токах ниже данной границы счетчик выполняет измерения ЭЭ, однако погрешность не нормируется. Верхний предел диапазона токов для счетчиков трансформаторного включения выбирается из ряда (1,2; 1,5; 2,0; 6,0).

Если значение тока находится в диапазоне от $0,05 \times I_{ном}$ до I_{max} и коэффициент мощности равен единице, основная погрешность для электронных счетчиков равна:

$$\delta_{CO} = \pm K_{кл}, \quad (1.3)$$

где $K_{кл}$ - класс точности счетчика.

В случае, когда ток выходит за определенный диапазон и/или изменяется коэффициент мощности, пределы допускаемой основной погрешности по модулю превышают класс точности.

Дополнительные погрешности счётчиков при отклонении влияющих величин от номинальных значений рассчитывают по формуле:

$$\delta_j = k_j \cdot \Delta\zeta_j, \quad (1.4)$$

где k_j - предельные значения допускаемых коэффициентов изменения систематических составляющих относительной погрешности счётчика;
 $\Delta\zeta_j$ - предел изменения влияющей величины в реальных или рабочих условиях применения счётчика в процентах или в единицах измерения этой величины за учётный период.

Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, не должна превышать пределов для соответствующего класса точности, установленных в Госстандарте [32-34].

Погрешности измерительных ТТ и ТН принимаются равными паспортным значениям. Величина основной погрешности счётчика берется из паспорта на прибор для минимального значения рабочего тока и фактического усредненного значения коэффициента мощности $\cos\phi$, в качестве влияющих величин обычно принимаются напряжение и частота в электросети, температура окружающей среды и напряжённость (индукция) внешнего магнитного поля.

Составляющую погрешности измерительного комплекса, вызванную частными угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в схеме подключения счётчика, определяют по формулам:

$$\delta_\theta = 0,029 \cdot \theta \cdot \operatorname{tg}\phi; \quad (1.5)$$

$$\theta = \pm\sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2}; \quad (1.6)$$

$$\operatorname{tg}\phi = \frac{\sqrt{1-\cos^2\phi}}{\cos\phi}, \quad (1.7)$$

где θ - суммарный фазовый сдвиг между векторами тока и напряжения на входе счётчика, град;

ϕ – фазовый сдвиг между векторами тока и напряжения контролируемого участка электросети, град (значение определяется после усреднения значений $\cos\phi$ по результатам измерений за учётный период);

θ_I и θ_U - угловые погрешности соответственно ТТ тока и ТН.

Формула (1.2) используется чаще всего при проектировании энергообъекта и в метрологических исследованиях. В эксплуатационной практике энергосистем эта погрешность определяется по более простой формуле, включающей только четыре первых члена в подкоренном выражении (1.2).

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{co}^2 + \delta_L^2}. \quad (1.8)$$

Формула (1.4) применяется в нашей широкой распространение методике оценки достоверности учета ЭЭ на основе сопоставления значений фактического и допустимого небалансов [9]. Допустимый небаланс рассчитывается с учетом предельно допустимых погрешностей измерения всех ИКЭЭ на энергообъекте, для которого формируется баланс ЭЭ.

Уровни допустимых погрешностей отдельных измерительных устройств, входящих в состав ИКЭЭ, определяются целями конкретной системы учета ЭЭ. Самые строгие требования к точности налагаются на системы коммерческого учета, аттестованные для работы на оптовом рынке ЭЭ; менее строгие требования предъявляются к системам технического учета. Требования, предъявляемые к классам точности средств измерения ЭЭ, на оптовом рынке являются самыми строгими [1]:

измерительные ТТ	– 0,2S;
измерительные ТН	– 0,2;
потери напряжения от ТН до счетчика	– 0,25 %;
счетчики ЭЭ	– 0,2S.

Формулы (1.2) и (1.8) демонстрируют, что допустимая погрешность ИКЭЭ определяется не только погрешностью счетчика, но зависит от точности работы измерительных ТТ и ТН, а также линий связи между приборами.

Чаще всего, коммерческие потери возникают из-за отрицательной систематической погрешности ИКЭЭ, фиксирующих отпуск ЭЭ потребителям. Наиболее распространенной причиной является малая загрузка измерительных ТТ. Более подробно данный вопрос рассмотрен в разделе 1.2, посвященном метрологическому обеспечению систем учета ЭЭ.

Формула (1.2) определяет допустимые границы погрешности измерения, реальная же погрешность из формулы (1.1) может превышать эти пределы. Самой очевидной причиной появления больших погрешностей является повреждение любого устройства, входящего в ИКЭЭ. Обычно, погрешности, которые появляются в таких случаях, имеют систематический, неизменный во времени, характер. Причем величина погрешностей подобного рода может достигать нескольких десятков процентов. Согласно терминологии теории оценивания состояния (ОС), эти ошибки называют «грубыми», а данные с подобными ошибками – «плохими», по аналогии с принятым в иностранной литературе понятием «bad data». Поскольку измерения ЭЭ являются основой финансовых расчетов на рынке ЭЭ, идентификация и устранение плохих данных должны производиться как можно быстрее. Присутствие сбойных измерений также негативно влияет на процедуру дорасчета всех неизмеренных переменных и получения расчетных оценок для существующих измерений в рамках решения задачи энергораспределения (ЭР) [36-41]. Большая по величине ошибка в сбойном измерении приведет к значительному искажению расчетных аналогов всех других измерений. В теории оценивания состояния данный эффект назван «размазыванием» [42-45]. Самым эффективным способом избежать этого является удаление грубых ошибок из состава измерений и проведение минимизации целевой функции уже без них.

Достоверизация информации, полученной от систем учета ЭЭ, может быть произведена несколькими принципиальными способами. Далее в главе произведен анализ этих методик [46-50].

Теория ОС, нашедшая широкое применение в электроэнергетической отрасли [44-45, 51-54], определяет следующие этапы оценки достоверности измерительной информации:

- первый шаг – "детекция плохих данных", на данном шаге определяется присутствие грубых ошибок в выборке;

- второй шаг – "идентификация плохих данных", то есть выделение конкретных измерений с грубыми ошибками из общего массива данных;
- третий шаг – «подавление плохих данных», то есть замена недостоверных измерений расчетными оценками, которые в рамках теории ОС могут быть определены для всех измерений.

1.2 Метрологический контроль и надзор над средствами измерения электроэнергии

Метрологический контроль и надзор является основным легитимным методом оценки точности и достоверности систем учета. Метрологические процедуры проводятся согласно утвержденным на основании нормативной документации методикам и осуществляются органами Госстандарта России и аккредитованными ими метрологическими службами. Однако данный подход сталкивается с большими трудностями в эксплуатационной практике, особенно в сетях сверхвысоких напряжений. ИКЭЭ подвергается проверке покомпонентным способом. Интервал между поверками средств измерений устанавливается Государственным реестром [55] и составляет несколько лет. В течение этого времени любое звено измерительной системы может быть повреждено, а это, в свою очередь, может привести к тому, что погрешность измерения увеличится. В этом случае вероятно появление плохих данных.

К основным процедурам метрологического обеспечения систем учета можно причислить пять основных этапов [5]:

- проверка технической документации системы учета метрологическими службами;
- оценка и нормирование МХ измерительных каналов;
- проведение испытаний в целях утверждения типа системы учета и на соответствие утвержденному типу, получение сертификатов соответствия;
- проведение калибровки системы учета, поверка.

Задачей первого этапа является выяснить, оптимальна ли предлагаемая структура и характеристики измерительных каналов, а также выбрать методики поверки входящих в состав системы учета средств измерений. Экспертизе подвергают следующую техническую документацию: техническое задание и технические условия, всю проектную и эксплуатационную документацию, методику расчета метрологических характеристик, методику испытания системы. При проведении метрологической экспертизы технического задания на создание системы учета проверяют достаточность перечисленных в задании требований. Экспертиза технических условий и проектной документации призвана выявить несоответствия техническому заданию. Таким образом, первый этап призван исключить ошибки, допущенные на этапе проектирования системы.

На втором этапе – нормирование МХ измерительных каналов, особое внимание уделяется погрешности передачи данных в цифровой линии связи и погрешности вычислений. Численную величину погрешности передачи данных оценить не представляется возможным. Численные показатели достоверности данных учета сложно определить с помощью эксперимента, поэтому данные параметры вычисляются при проведении метрологических процедур (нормирование МХ), при условии, что применяемое оборудование сертифицировано и обладает параметрами достоверности данных, зафиксированными документально.

Очевидно, что погрешность вычислений напрямую зависит от используемых методов и от их сложности. В простейшем случае погрешность определяется только погрешностями округления, что характерно для АСКУЭ. Обычно, погрешность вычисления в АСКУЭ составляет $\pm 0,01$ %.

Третий этап - испытания измерительной системы в целях утверждения типа и сертификация, состоит в оценке соответствия системы нормативным требованиям. В том числе проверяется наличие нормированных МХ, эксплуатационной документации системы и методики поверки. Эксплуатационная документация описывает требования, позволяющие системе функционировать с заданными МХ. Методика поверки необходима для контроля актуальных

значений МХ в рабочих режимах. Испытания, проводимые в целях утверждения типа, проводят в соответствии с утвержденными нормативными документами и государственными стандартами.

Основанием для утверждения типа системы и ее регистрации в Государственном реестре средств измерений являются положительные результаты метрологических испытаний.

Последний из перечисленных этапов – поверка и калибровка измерительной системы, включает в себя поверку измерительных каналов и измерительных ТТ и ТН. Согласно [5], поверке и калибровке подвергаются все измерительные каналы и приборы, которые описаны в сертификате утверждения типа измерительной системы. Поверка осуществляется при первичном вводе системы в эксплуатацию, после ремонта или замены элементов системы, которые влияют на погрешность измерений, а также периодически в процессе эксплуатации. Организация и порядок проведения процедуры поверки строго регламентированы утвержденными методиками и могут проводиться только сертифицированными организациями. Целью проведения поверки является установление соответствия системы установленным требованиям. Каждый ИКЭЭ, входящий в состав системы учета, подлежит поверке [56]. ИКЭЭ подвергается поверке покомпонентным способом, то есть поверку проходит каждое звено ИКЭЭ отдельно. После проведения процедур, при успешном прохождении поверки, выписывается свидетельство о поверке, при отрицательных результатах поверки выдается извещение о непригодности.

Периодическая поверка производится по утвержденным графикам и осуществляется либо органами Государственной метрологической службы, либо аттестованными метрологическими службами юридического лица. Поверка осуществляется физическим лицом, аттестованным в качестве поверителя, порядок аттестации установлен Госстандартом России. Графики периодической поверки составляются метрологическими службами на предприятиях и согласовываются с органами Госстандарта. Для каждого средства измерения

устанавливается свой межповерочный интервал [55]. Средства измерения должны предоставляться на поверку вместе с документацией.

В соответствии с законодательными и нормативно-правовыми актами, средства измерений должны проходить периодическую поверку. В состав измерительного комплекса входят измерительные ТТ и ТН, а также счетчик ЭЭ. Все эти элементы должны подвергаться периодическому контролю. На практике, периодические поверки проходят только счетчики и малогабаритные измерительные ТТ, поскольку только их можно демонтировать и предоставить для поверок. Остальные средства измерения практически не охвачены периодическими метрологическими поверками, поскольку необходимые передвижные лаборатории и оборудование отсутствуют. Особенно проблематичными являются периодические поверки в сетях высоких и сверхвысоких напряжений, поскольку проведение поверки потребует отключения оборудования, вывода присоединений в ремонт и приведет к вероятному перерыву электроснабжения, что зачастую недопустимо. Помимо периодических поверок, измерительные трансформаторы требуют калибровки после коротких замыканий, происходящих в сетях. Протекание токов короткого замыкания, а также скачки напряжений, изменяют параметры вольтамперных характеристик измерительных трансформаторов, что с большой вероятностью приводит к выходу за пределы классов точности.

Считается, что проведение периодической поверки измерительных трансформаторов нецелесообразно ввиду их достаточно стабильных характеристик в течение всего срока службы. Однако в эксплуатации распространены случаи подключения к вторичным обмоткам измерительных трансформаторов цепей релейной защиты и автоматики, что приводит к выходу трансформаторов за классы точности. Также в процессе эксплуатации происходит старение магнитных материалов, в результате происходит недоучет ЭЭ до 10 % [57]. В пользу невыполнения периодических поверок говорит и их цена. В среднем, поверка измерительного трансформатора класса напряжения 0,66-10 кВ составляет две цены нового измерительного трансформатора, поскольку требует

проведения большого объема подготовительных работ и вывода измерительного трансформатора из эксплуатации [58]. С увеличением класса напряжения стоимость и сложность метрологической поверки возрастает. В настоящее время электромонтажные компании предлагают замену измерительных ТТ, требующих очередной поверки, на новые, поскольку чаще всего стоимость установки новых ТТ соразмерна, либо меньше стоимости выполнения поверочных работ, выполняемых согласно всем нормам и правилам закона.

Особый интерес представляет разработка методов и алгоритмов, позволяющих выявлять «подозрительные» с точки зрения выхода за пределы класса точности, комплексы учета. Подобные методики позволили бы отказаться от проведения периодических поверок в пользу обследования конкретных ИКЭЭ, погрешность которых выходит за установленные формулами (1.2) и (1.8) пределы [59, 60]. В настоящее время межповерочные интервалы средств измерений строго регламентированы нормативными актами.

1.3 Инженерные методы оценки достоверности данных автоматизированных систем учета электроэнергии

Поскольку данные измерений участвуют в финансовых расчетах, требования, предъявляемые к достоверности показаний АСКУЭ, очень высоки. Проверка на достоверность, выявление недостоверных измерений и их коррекция должна осуществляться системой АСКУЭ с помощью внутреннего алгоритма. В данном случае речь идет о выявлении ошибок, значительно превышающих предельно-допустимые значения, определяемые согласно формулам (1.2) и (1.8).

Современные микропроцессорные счетчики ЭЭ, входящие в состав системы АСКУЭ, имеют техническую возможность проводить анализ достоверности на этапе передачи данных. Ошибки передачи, происходящие на верхнем (информационном) уровне, могут отслеживаться программными методами. Подобные алгоритмы прописываются в программах системы учета и выполняются автоматически при получении нового среза данных. Алгоритм

проверки включает в себя совокупность критериев, по которым оценивается достоверность полученных данных.

Существует общий список критериев достоверности, из которого для каждого ИКЭЭ может быть выбран свой набор критериев. Критерии достоверности включают в себя: наличие пробелов в информации (пропущенных интервалов), выход за заданные пределы по мощности или энергии, сравнение показаний ИКЭЭ за сутки с суммой почасовых измерений, перезагрузку счетчика, ошибку контрольной суммы, избыток данных за интервал, аварийные сигналы со счетчика, разницу между фактическим и запланированным объемом ЭЭ и другое.

Оценка достоверности информации, полученной от счетчиков ЭЭ, производится на основании выбранных для данного комплекса критериев, в случае, если измерения признаны недостоверными, информация может быть повторно запрошена со счетчика, либо введена вручную.

Причиной частичной потери, либо неполучения части измерений, могут служить сбои в системах, отвечающих за хранение архивов и передачу данных. В этом случае, недополученный блок измерительных данных должен быть заменен «правдоподобным» аналогом, для того, чтобы была возможность провести финансовые расчеты.

В случае, когда измерения утеряны за промежуток времени, система достоверизации может рассчитать недополученные данные по одному из трех методов. В случае, если в точке учета установлен контрольный счетчик и критерии достоверности для него соблюдены, пробелы в информации будут заполнены данными от контрольного счетчика. Если данные утеряны менее чем на часовом промежутке, то может быть использован метод линейной интерполяции по двум точкам для минутных значений. В случае потери данных более чем на часовом интервале, для расчета недостающих используются данные за предыдущий период, соответствующий по дню недели и времени [61].

К недостаткам данного подхода можно отнести способность обнаружения грубых ошибок только в верхнем, информационном, уровне системы учета, включающем в себя передачу, представление и хранение информации. В случае

возникновения сбоя, либо появления погрешности в любой части измерительного комплекса, происходит искажение измерения, отследить которое инженерными методами сложно.

1.4 Дублирование измерительных комплексов учета электроэнергии

Самым эффективным, но и самым дорогостоящим, способом оценки достоверности информационно-измерительной информации является дублирование комплексов учета. В каждой точке учета устанавливается один основной ИКЭЭ, который является коммерческим, и один контрольный ИКЭЭ. Измерения этих двух комплексов сверяются и сравниваются с разрешенным небалансом. Данные достоверны, если небаланс не превышен. В противном случае, необходимо устранить причины недостоверности учета и выявить ИКЭЭ, служащий источником ошибочных измерений.

Допустимый небаланс в абсолютных единицах должен быть рассчитан исходя из классов точности ИКЭЭ:

$$\text{НБ}_д = \sqrt{\delta_{\text{Э}1}^2 \text{Э}_1^2 + \delta_{\text{Э}2}^2 \text{Э}_2^2}.$$

Величина допустимого небаланса может быть рассчитана также в процентах. Фактическая разница показаний ИКЭЭ в абсолютных или относительных единицах сравнивается с допустимыми величинами.

Обычно комплексы учета устанавливаются на границах балансовой принадлежности. Можно предположить, что в данном случае основной и резервный ИКЭЭ будут принадлежать разным собственникам, которые должны финансировать установку систем учета. Комплекс, обладающий более высокой точностью, то есть обладающий меньшей предельно допустимой погрешностью измерения, рассчитанной согласно формулам (1.2) или (1.8), считается основным (коммерческим), его показания используются как основа для обеспечения финансовых отношений.

Случай, когда комплексы учета устанавливаются в одной точке одним собственником, ведет к значительному увеличению капиталовложений, как в установку, так и в обслуживание.

Необходимым условием является питание каждого комплекса от независимых обмоток измерительных ТТ и ТН для того, чтобы избежать согласованности ошибок. Данный факт усложняет подключение и, в некоторых случаях, приводит к необходимости установки нового оборудования.

Ввиду перечисленных недостатков способ дублирования ИКЭЭ мало распространен в Российской энергетике. Широкое его применение возможно в случае закрепления требований дублирования ИКЭЭ в нормативных актах.

1.5 Балансовый метод оценки достоверности измерений электроэнергии

В отличие от дублирования ИКЭЭ, методы достоверизации, основанные на аналитических расчетах, являются гораздо менее капиталоемкими. В методах такого типа, проверка на достоверность производится путем математической обработки данных.

Неметрологические способы достоверизации информации, полученной от систем учета ЭЭ, нацелены на выявление наличия грубых ошибок в измерительной информации и не могут определить наличия незначительных погрешностей, не выходящих за пределы допустимого интервала.

Балансовый метод – основной способ достоверизации измерений в России. Информация об учете ЭЭ используется для формирования балансов по энергообъектам. Основным документом, описывающим процедуру составления балансов, является «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении», введенная в 1995 году [9]. В тексте инструкции описывается процесс сравнения фактического и допустимого небаланса по энергообъекту.

Основой методики является сопоставление двух величин: фактического и допустимого небалансов по произвольной части сети, например, подстанции, РЭС, т.е. любому структурному подразделению.

Для вычисления фактического небаланса используются показания приборов учета. Эта величина вычисляется как разность между поступившей на объект ЭЭ \mathcal{E}_Π и объемом ЭЭ, отпущенным с энергообъекта \mathcal{E}_o , также вычитаются собственные, хозяйственные и производственные нужды энергообъекта \mathcal{E}_H и технические потери внутри объекта $\Delta\mathcal{E}_{TEX}$:

$$НБ_\phi = \frac{\mathcal{E}_\Pi - \mathcal{E}_o - \mathcal{E}_H - \Delta\mathcal{E}_{TEX}}{\mathcal{E}_\Pi} 100\% . \quad (1.9)$$

Расчетным периодом для вычисления величины фактического небаланса является один месяц. В расчетах используются показания приборов учета. Данные измерений признаются достоверными, если фактический небаланс меньше допустимого $НБ_д$, то есть верно неравенство:

$$НБ_\phi < НБ_д, \quad (1.10)$$

В случае если фактический небаланс превышает допустимый, учет не может быть признан достоверным, персоналу объекта необходимо принять соответствующие меры по выявлению причин неверного учета ЭЭ и устранить эти причины.

Величину допустимого небаланса рассчитывают на основе значений предельно допустимых погрешностей $\delta_{\mathcal{E}_i}$ (классов точности) всех ИКЭЭ, показания которых используются при формировании балансов. Формула для расчета предельно допустимой погрешности отдельно взятого измерительного комплекса была описана выше. Иными словами, допустимый небаланс рассчитывается исходя из классов точности тех ИКЭЭ, которые участвуют в формировании баланса. Таким образом, допустимый небаланс рассчитывается согласно выражению:

$$НБ_д = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^{N_n} \delta_{\mathcal{E}_i}^2 d_i^2 + \sum_{j=1}^{N_o} \delta_{\mathcal{E}_j}^2 d_j^2} 100\%, \quad (1.11)$$

в котором N_n - количество измерительных комплексов, через которые ЭЭ поступала на объект, d_i - доля ЭЭ, принятая на рассматриваемый объект через i -ый ИКЭЭ, относительно суммарного приема, N_o - количество измерительных комплексов, через которые ЭЭ отпускалась с объекта, а d_j - доля электроэнергии, отданная с объекта через j -ый ИКЭЭ, относительно суммарной отдачи.

Предельные значения относительных погрешностей ИКЭЭ рассчитываются по формуле (1.8), все характеристики комплекса должны содержаться в его паспорте-протоколе.

Величина d_i , то есть доля ЭЭ, которая была учтена i -м измерительным комплексом, вычисляется согласно выражению:

$$d_i = \frac{\mathcal{E}_{i}^{изм}}{\mathcal{E}_{п(о)}^{изм}}, \quad (1.12)$$

здесь $\mathcal{E}_{i}^{изм}$ - объем ЭЭ, учтенный i -м измерительным комплексом, $\mathcal{E}_{п(о)}^{изм}$ - общий объем ЭЭ, принятый (отпущенный) на рассматриваемый энергообъект за расчетный промежуток времени.

Составив балансовые соотношения для любого структурного подразделения, можно сделать вывод о наличии грубых ошибок в измерениях, которые были использованы для формирования балансов, но выяснить, погрешности каких именно ИКЭЭ превышают допустимые уровни, используя эту методику, не представляется возможным.

Применение балансового метода возможно только в случае полного охвата присоединений рассматриваемого энергообъекта средствами учета ЭЭ. В ситуации, когда отсутствует учет хотя бы по одному из присоединений, составление баланса не представляется возможным.

Фактический небаланс включает в себя сумму технических и коммерческих потерь. В случае, когда коммерческие потери имеют отрицательное значение, может сложиться ситуация, когда модуль коммерческих потерь превышает величину допустимого небаланса. С формальной точки зрения, условие (1.8) выполняется, то есть величина фактического небаланса не превышает допустимый. Очевидно, что назвать удовлетворительным качество учета в

подобной ситуации нельзя. Избежать подобного разночтения можно, если в условии (1.8) рассматривать абсолютное значение фактического небаланса $|\text{НБ}_\Phi| < \text{НБ}_\text{Д}$, а формулу расчета величины допустимого небаланса представить в

$$\text{виде: } \text{НБ}_\text{Д} = \sqrt{\sum_{i=1}^{Nn} \delta_{\Delta i}^2 d_i^2 + \sum_{j=1}^{No} \delta_{\Delta j}^2 d_j^2} \times 100\%.$$

Метод составления балансов может быть применен как на уровне станций и подстанций, так и для более территориально рассредоточенных объектов энергетики. В обоих случаях необходимо отметить недостатки типовой методики. В случае работы с территориально локализованными объектами можно пренебречь погрешностью, которая связана с неодновременностью снятия измерений, но, даже в этом случае, могут быть ситуации, в которых условие достоверности (1.8) выполняется, а ИКЭЭ проводит измерения с грубыми ошибками. Например, при наличии систематической погрешности у ТН, показания всех ИКЭЭ, подключенных к нему, будут занижены (при перегрузке ТН) на одну и ту же величину. При недогрузке ТТ, у него появляется отрицательная систематическая погрешность, соответственно, искажаются показания счетчиков, подключенных через него. Неверные показания по приему/отдаче ЭЭ могут быть связаны с пониженной температурой в помещении, ввиду чего вращение дисков индукционных счетчиков может замедляться. Следует отметить, что техническое усовершенствование систем учета во многом способствует решению данных проблем.

При применении методики для территориально рассредоточенных объектов появляются дополнительные слабые места. Во-первых, динамическая погрешность, связанная с неодновременностью снятия показаний со счетчиков ЭЭ ручным способом (при отсутствии автоматизированной системы сбора данных) становится значительной и может достигать десятка процентов. Во-вторых, методика не дает возможности учитывать и вычислять систематическую погрешность приборов учета. В-третьих, малая достоверность информации об ЭЭ, отпущенной потребителям. Низкая достоверность этих данных обусловлена тем, что, зачастую, средства учета ЭЭ принадлежат потребителям, а потому не

подлежат метрологическому контролю, а также тем, что контроль и снятие показаний производится самими потребителями, что приводит к ошибкам и намеренному искажению показателей.

В ситуации составления балансовых выражений для территориально распределенных энергообъектов, содержащих большое число присоединений, количество ИКЭЭ будет значительным. Величина допустимого небаланса может превышать значения перетоков энергии по некоторым из присоединений.

Описать перечисленные факты математической моделью не представляется возможным, а значит получить формулу для верного расчета допустимого небаланса нельзя, особенно это касается территориально распределенных энергообъектов. Также нет узаконенной методики для вычисления и учета систематической составляющей погрешности ИКЭЭ.

1.6 Использование методов оценивания состояния для достоверизации данных учета электроэнергии

В теории ОС разработано несколько подходов к вопросу анализа достоверности измерений [42-44, 62-91]. Использование этих методов увеличивает эффективность аналитических способов достоверизации данных. В терминологии теории ОС измерения, погрешности которых выходят за предельно-допустимые границы, определяемые согласно формулам (1.2) и (1.8), называют «измерениями, содержащими грубые ошибки». По аналогии с понятием «bad data», общепринято также называть измерения, содержащие грубые ошибки, «плохими данными». Ряд данных обрабатывается следующим образом: плохие данные выявляются и удаляются из ряда измерений, затем, если необходимо, измерения с грубыми ошибками заменяются новыми, расчетными значениями.

Разработанные в теории ОС методы достоверизации измерительной информации можно разделить на три группы по их месту, относительно решения задачи ОС. Необходимым условием для применения методов является информационная избыточность [43, 52, 90].

Первая группа методов реализуется до начала решения задачи ОС и называется методами априорного анализа. Результатом будет деление всех измерений на четыре группы: подозрительные (точно проверить нельзя, но измерение возможно содержит грубую ошибку); плохие (измерение содержит ошибку, превышающую предельно-допустимые границы); хорошие (измерение достоверно) и непроверяемые (оценить достоверность измерения невозможно) [42, 65-66]. Данная группа методов оценки достоверности основана на том факте, что конкретная переменная зависит только от небольшой части параметров режима. То есть уравнения состояния, формирующие систему, имеют малую связность. Велика вероятность того, что невязка уравнения будет значительно отличаться от нуля, в случае, если измерение, входящее в уравнение, содержит грубую ошибку.

Во вторую группу объединены методы, реализация которых происходит непосредственно во время решения задачи ОС. Обычно это одношаговые алгоритмы, позволяющие, одновременно с вычислением расчетных оценок, выявить грубые ошибки и подавить их влияние. Основой подхода является модификация целевой функции для снижения чувствительности к грубым ошибкам в данных. Эти модифицированные целевые функции обычно называют робастными критериями [42, 63, 67, 83-86].

Третья группа включает в себя методы, которые выполняются после решения задачи ОС, то есть после вычисления расчетных аналогов измерений параметров [42, 88]. Такие методы называются апостериорными и работают с остатками оценивания разных видов. Здесь под остатком оценивания понимается разница между измерением и его расчетным значением. Данная группа методов чаще всего предполагает очередной цикл расчета ОС после исключения (либо замены расчетным значением) плохого измерения. Апостериорные методы требуют значительно большего времени для получения решения по сравнению с априорными [42]. В методах апостериорного анализа может быть применена система контрольных уравнений.

Все три перечисленные группы методов имеют высокую степень научной проработки и показали хорошие результаты при оценке достоверности информации, полученной от систем телеметрии.

Классическая для электроэнергетики задача ОС [42-44, 62-91] использует в качестве уравнений состояния уравнения установившегося режима, основанные на базовых законах электротехники – законе Ома и законах Кирхгофа. В качестве переменных в эти уравнения входят потоки активной и реактивной мощности, токи и напряжения, а также параметры схемы замещения электрической сети, которые считаются условно-постоянными. Токи, напряжения, потоки активной и реактивной мощностей являются телеизмеряемыми [91, 92]. Режим энергосистемы, характеризующийся этими параметрами, относится к мгновенному срезу времени и постоянно изменяется. Следствием этого является необходимость постоянного обновления текущей модели установившегося режима. То есть задача ОС должна решаться циклически.

Разработанные в теории ОС методы, позволяют произвести детекцию плохих данных, выявить их из набора измерений и подавить, то есть заменить на более точные, устранив их негативное влияние.

Основной величиной, которую измеряют системы учета ЭЭ, является активная ЭЭ, выраженная в кВтч. Реактивная энергия также может измеряться, но часто средства фиксации этих измерений отсутствуют или измерения просто не сохраняются, так как не существует достаточно легитимных нормативных документов для оплаты реактивной ЭЭ. В качестве периода измерений, для которого производятся расчеты, может выступать любой промежуток времени – минута, час, неделя, месяц и даже год. В случае, если рассматриваемый промежуток времени достаточно велик, в электрической схеме сети могут происходить значительные топологические и режимные изменения. Причинами схемных изменений могут быть либо аварии в сети, либо плановые ремонтные работы. Подобное схемное многообразие не может быть учтено в рамках широко применяемых уравнений установившихся режимов, поскольку они описывают мгновенный срез режимных параметров с фиксированной топологией сети.

В рамках теории ОС основными являются две проблемы: анализ наблюдаемости и избыточности, поскольку, без избыточности измерений, выявление и локализация сбойных измерений невозможны; второй проблемой является эффект «размазывания» грубой ошибки измерения, то есть в случае проведения расчетов с использованием набора измерений, в состав которого входит грубая ошибка, значения расчетных аналогов измерений будут искажены не только у сбойного измерения, но и у соседних ему на графе сети.

В главе 3 более подробно описаны способы достоверизации измерений ЭЭ с помощью алгоритмов ОС [93-102].

Выводы по главе 1

1. Показана важность повышения достоверности измерений электроэнергии в целях снижения рисков от недополучения финансовых средств участниками энергообмена, особенно электросетевыми предприятиями.

2. Проведен анализ существующих практических и научно-методических подходов к оценке достоверности данных от систем учета электроэнергии. Рассмотрены: метрологический подход, метод сравнения фактических и допустимых небалансов, инженерные методики, а также сопоставление показаний от дублирующих друг друга измерительных комплексов.

3. Отмечено, что наиболее легитимным методом оценки достоверности измерений электроэнергии в России является метрологический контроль и надзор, который должен проводиться один раз в несколько лет. Основными сложностями проведения периодических проверок являются проблемы вывода оборудования из работы и, связанные с этим, перерывы электроснабжения, техническая сложность и высокая стоимость.

4. С большей периодичностью оценка достоверности может производиться с помощью метода, основанного на сравнении фактических и допустимых небалансов. Данный подход нашел отражение в нормативной документации, регламентирующей процесс расчетов, и широко применяется для

энергообъектов. Несмотря на распространенность, методика обладает следующими недостатками: требуется полный охват рассматриваемого объекта комплексами учета, отсутствует возможность определения конкретного измерительного комплекса, показания которого вносят значительную ошибку.

5. Инженерные подходы достоверизации данных позволяют отслеживать ошибки только на информационном уровне системы АСКУЭ. В случае появления сбоя на уровне измерительной части, ошибка, вероятнее всего, не будет найдена.

6. Дублирование комплексов учета является высокоэффективным методом, однако, самым дорогостоящим. Минусом также являются практические сложности составления договорных отношений между участниками энергообмена, поскольку комплексы учета должны устанавливаться по обе стороны границы балансовой принадлежности.

7. Показано, что перспективным направлением для оценки достоверности измерений электроэнергии является применение алгоритмов и методов теории оценивания состояния. Необходимо развитие данных подходов применительно к интегральным измерениям электроэнергии.

2. ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ ЗАДАЧИ ЭНЕРГОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Вторая глава содержит основные принципы теории ОС. Описывается постановка задачи, переменные уравнения состояния и результаты расчетов. Подчеркиваются сложности определения измерений с грубыми ошибками, а также проблема «размазывания» ошибок при вычислении расчетных оценок измерений.

Вторая часть главы посвящена описанию задачи ЭР для данных систем учета ЭЭ как задачи оценивания состояния. Отдельное внимание уделяется вопросам наблюдаемости ЭР.

В последней части главы приведено сопоставление задачи ОС и задачи ЭР по основным критериям.

2.1 Общие принципы достоверизации измерений в теории оценивания состояния

Целью решения задачи ОС является получение на основе определенного набора исходных данных всех остальных параметров установившегося режима, удовлетворяющих системе уравнений состояния ЭЭС [52, 103-106]. Параметрами, определяющими установившийся режим, являются напряжения в узлах, величины активной и реактивной мощности электрических станций и нагрузок потребителей, перетоки активной и реактивной мощности по линиям электропередач, токи в них. Источником информации об этих быстроизменяющихся параметрах являются системы телеметрии [107-109].

Обычно в качестве измеряемых параметров режима выступают модули напряжений, активные мощности узлов и перетоки по связям. Решением задачи ОС будут значения векторов напряжений (модуль и фаза), соответствующие минимальным невязкам между измеренными значениями параметров и их аналогами, рассчитанными исходя из найденных векторов напряжений.

Систему уравнений состояния для решения традиционной для энергетики задачи ОС формируют уравнения установившегося режима, основанные на фундаментальных законах электротехники. Наиболее распространенной является система уравнений узловых напряжений, которая может быть записана в форме токов или мощностей в полярных или прямоугольных координатах.

Телеизмерения и телесигнализация служат диспетчеру источником информации о текущем режиме, давая возможность принимать оперативные решения. Согласно формуле (1.1) телеизмерение представляют собой сумму фактического значения параметра и ошибки измерения. Процедура ОС позволяет получить расчетные оценки измерений, минимизирующие погрешности и ошибки измерений, оценить случайную и систематическую составляющие погрешности.

Одной из важнейших проблем задачи ОС являются вопросы наблюдаемости и оценки достоверности данных, а также проблема искажения расчетных оценок из-за ошибок, значения которых превышают предельно допустимые границы, определяемые характеристиками измерительных приборов [52]. Появление измерения с большой по величине ошибкой в наборе данных приводит к "размазыванию" этой ошибки по расчетным оценкам. В теории ОС разработано значительное количество методов, призванных либо исключить измерения с большими ошибками, либо минимизировать их влияние на процесс вычисления расчетных оценок [42, 63].

Наблюдаемость задачи ОС обеспечивается базисным составом измерений. Каждое из таких измерений является критическим, поскольку его потеря приведет к потере наблюдаемости. Оценка достоверности критических измерений невозможна [43]. Способом ликвидации критических измерений является увеличение количества измерений, то есть создание информационной избыточности. Избыточность создает условия для проверки и выявления сбойных измерений.

Оценка наблюдаемости рассматриваемой сети может выявить наличие ненаблюдаемых областей одновременно с присутствием фрагментов, обладающих

избыточностью измерений. В таком случае, оценка достоверности может быть произведена только в тех частях ЭС, где обеспечена избыточность [43, 112].

2.2 Описание задачи энергораспределения как задачи оценивания состояния

Современные системы учета ЭЭ измеряют и передают значения потоков ЭЭ, протекающих между энергообъектами. Такие измерения достаточно точны и имеют метку астрономического времени, т.е. точно синхронизированы между собой. Основными измеряемыми показателями являются активная и реактивная энергии, выраженные в кВтч и кВАрч.

Как было показано в [36, 37, 41], использование традиционных уравнений установившегося режима для описания процесса распределения потоков ЭЭ, приводит к появлению довольно значительной методической погрешности. Причина появления погрешности связана с двумя особенностями. Во-первых, вероятность изменений режима в течение рассматриваемого промежутка времени. Подобные режимные изменения ведут к появлению погрешностей при использовании законов Джоуля-Ленца и второго закона Кирхгофа. Во-вторых, возможность появления топологических изменений в сети в течение рассматриваемого интервала. Использование традиционных уравнений установившегося режима в этом случае приводит к гораздо более значительной погрешности. Чем длиннее интервал моделирования, тем выше вероятность появления топологических и режимных изменений. В [36, 37] сформулирован новый подход к анализу режимов энергосистемы. Задачей данного подхода является определение расчетных потоков ЭЭ для всех элементов схемы сети на заданных интервалах времени, которые могут быть любыми. В качестве исходных данных используются измерения активной и реактивной ЭЭ, полученные от систем учета ЭЭ. Данная задача была определена как «расчет ЭР», итогом решения которой будут являться расчетные значения потоков ЭЭ, а также технических потерь по всем элементам электрической сети для заданного

временного интервала. Поскольку измеренные значения ЭЭ содержат метрологические погрешности, балансовые соотношения энергии в узлах и ветвях схемы сети, в состав которых входят эти измерения, могут не сходиться. Задача ЭР позволяет получить расчетные потоки ЭЭ, балансовые соотношения для которых будут верны в точности. Расчеты производятся на основе математической модели ЭР, речь о которой пойдет далее.

Исходная информация для решения задачи ЭР поступает от ИКЭЭ, входящих в состав системы учета ЭЭ. Важно чтобы данные ИКЭЭ относились к одному и тому же отрезку времени. Задача ЭР может быть применена для расчетов на любом временном интервале.

Поскольку на основании данных по учету ЭЭ производятся финансовые взаиморасчеты между поставщиками и потребителями ЭЭ, требования, предъявляемые к достоверности поступающих данных, высоки. Однако зачастую ввиду появления погрешностей у ИКЭЭ, либо выходу их из строя, достоверность данных вызывает сомнение; при потере данных не всегда удается восстановить их путем расчетов. Таким образом, задача моделирования распределения энергопотоков в схеме сети очень важна.

Как описано в [36-37, 113] математическая модель ЭР позволяет получить расчетные оценки потоков ЭЭ. Измеренные значения могут быть неточны ввиду наличия погрешности у ИКЭЭ, вследствие этого небалансы ЭЭ по узлам и ветвям будут отличными от нуля. У расчетных значений, полученных с использованием ЭР, небалансы отсутствуют, причем расчетные значения могут быть более близки к действительным значениям, чем измерения. Еще одним отличием между расчетными и измеренными потоками является тот факт, что в состав слагаемых баланса, при использовании измеренных потоков, должны входить как технические, так и коммерческие потери ЭЭ, а при составлении балансов для расчетной модели – только технические.

Задача ЭР имеет много общего с классической задачей оценки состояния. Главным отличием являются системы уравнений состояния. Описание режимов, основанное на главных законах электротехники, приводит к появлению больших

методических погрешностей, причиной которых является появление режимных и топологических изменений в течение интервала моделирования ЭР.

Основу системы уравнений состояния задачи ЭР образуют два условия. Первое условие связано с необходимостью обеспечения узловых балансов ЭЭ:

$$\mathcal{E}_i = \sum_{j=1}^K \mathcal{E}_{ij} \quad , i = 1, 2, 3 \dots N, \quad (2.1)$$

где \mathcal{E}_{ij} - потоки ЭЭ в связях, инцидентных узлу i , \mathcal{E}_i - узловая инъекция (генерация или потребление) ЭЭ узла i , N - число узлов в схеме сети. Второе условие отвечает за балансы электроэнергии для всех M ветвей схемы сети:

$$\mathcal{E}_{ij} - \mathcal{E}_{ji} = \Delta \mathcal{E}_{ij}^{mex} \quad ij = 1, 2, 3 \dots M, \quad (2.2)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{ij}^{mex}$ - технические потери ЭЭ на элементах схемы замещения ветви $i - j$.

Формулы (2.1) и (2.2) определяют уравнения состояния задачи ЭР, которые необходимо дополнить уравнениями для расчета потерь ЭЭ во всех элементах схемы замещения сети. Потери ЭЭ вводятся условно-постоянной и переменной составляющими. Вопрос расчета потерь ЭЭ рассмотрен в [113-115]. Важным аспектом является то, что уравнения балансов ЭЭ по узлам и ветвям являются верными при любом топологическом изменении сети. Они могут быть использованы для выявления измерений с грубыми ошибками. Кроме того, на основе данных уравнений можно получить расчетные оценки потоков ЭЭ для всех элементов электрической сети.

Таким образом, моделью электрической сети для решения задачи ЭР является традиционная электрическая схема замещения с сосредоточенными параметрами. Следует отметить, что параметры схемы замещения определяют только величину потерь активной и реактивной энергии на продольных и поперечных элементах сети. Величина и направление потоков ЭЭ определяются имеющимися узловыми и линейными измерениями, которые располагаются в ветвях и узлах схемы замещения исходной сети.

В качестве исходной информации при расчете ЭР используется: полный направленный граф сети, электрическая схема замещения сети (продольные и поперечные параметры для ветвей, узловые проводимости на землю, средние значения узловых напряжений), данные по измерениям активной и реактивной энергии от ИКЭЭ по всем ветвям и в узлах исходного графа сети, классы точностей ИКЭЭ.

Телеизмерительная информация, поступающая от систем диспетчерского управления, может быть использована в качестве дополнительной, дублирующей информации измерений системы учета при решении задачи ЭР для получения более точных расчетных значений.

В [41] для упрощения и снижения размерности задачи ЭР предлагается применить метод разноса потерь. В случае если потоки по концам ветви одинаковы, размерность становится в два раза меньше. Величина потерь ЭЭ по ветви переносится в узлы начала и конца этой ветви. При этом поток ЭЭ втекающий в ветвь уменьшается на величину, равную половине расчетного значения потерь, а поток, вытекающий из ветви, увеличивается на то же значение. Соответствующим образом корректируются также узловые инъекции в сети. Применение алгоритма разноса потерь продемонстрировано на примере, показанном на рисунке 2.1а, где представлен четырехузловой фрагмент сети с нанесенными потоками ЭЭ в начале и в конце каждой ветви и величинами технических потерь в них.

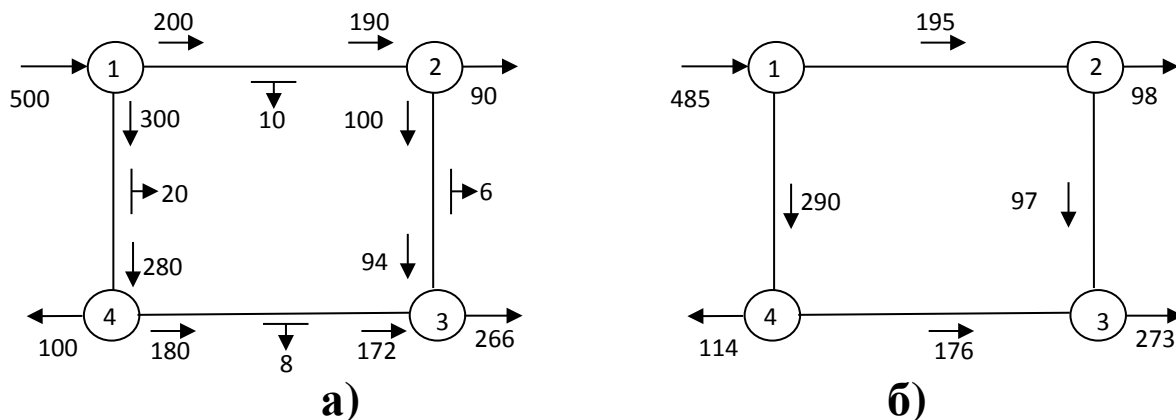


Рисунок 2.1 – Четырехузловой фрагмент сети, а) – потоки энергии и потери в линиях, б) – потоки энергии в линиях при разносении потерь.

Уравнения узловых балансов соблюдаются как для фактических значений потоков ЭЭ, так и для пересчитанных после разнесения потерь. Подобная процедура может быть применена для потоков активной и реактивной энергий.

Результатом проведения данной процедуры будет система уравнений, связывающая матрицу инцидентий I и потоки ЭЭ по ветвям и в узлах схемы, с учетом разнесения потерь $\mathcal{E}_e^{\text{факт}}$, $\mathcal{E}_y^{\text{факт}}$. Размерность матрицы инцидентий равна $n \times m$, где n - число узлов, m - число ветвей в схеме:

$$I \cdot \mathcal{E}_e^{\text{факт}} = \mathcal{E}_y^{\text{факт}} \quad (2.3)$$

Система (2.3) может быть составлена для активной и реактивной энергий независимо, поскольку, при допущениях [41], зависимость между потоками активной и реактивной ЭЭ достаточно слабая и ею можно пренебречь. Потери ЭЭ рассчитываются и фиксируются после каждой итерации.

В данной работе методы достоверизации в большей степени применены к измерениям активной энергии, поскольку системы учета активной энергии получили широкое распространение и данные, получаемые от этих систем, являются основой для финансовых операций между производителями и потребителями ЭЭ, а также энергоснабжающими организациями.

Ситуация с учетом реактивной ЭЭ, а также возможность применения методов достоверизации измерений будут рассмотрены в главе 5.

2.3 Анализ наблюдаемости энергораспределения

В теории ОС задача наблюдаемости с точки зрения потокораспределения является одной из важнейших. Установившийся режим может быть рассчитан только при выполнении условий наблюдаемости, то есть при наличии определенного числа необходимых измерений (активная, реактивная мощности, напряжения, токи) и при определенном их местоположении на схеме сети. Наблюдаемость, определяемая конфигурацией сети и расположением измерений на ней, называется топологической. В случае рассмотрения задачи

потокораспределения, уравнениями состояния будут уравнения узловых напряжений. При введении определенных допущений, задачу наблюдаемости можно рассматривать отдельно для активной и реактивной мощностей. Доказано, что минимально необходимое число измерений для обеспечения наблюдаемости потокораспределения активной мощности равно числу узлов в сети минус 1.

Система уравнений состояния задачи ЭР состоит из уравнений балансов энергии по узлам, в случае если была произведена процедура разнеса потерь. Система уравнений состояния традиционной для электроэнергетики задачи ОС основана на первом и втором законах Кирхгофа и законе Ома и может быть представлена в виде уравнений узловых напряжений в форме баланса мощностей или токов. Поскольку уравнения состояния для задач потокораспределения и ЭР существенно отличаются, условия наблюдаемости также будут разными. Потоки активной и реактивной энергии выступают в качестве измеряемых переменных в задаче ЭР. Сделав допущение об отсутствии взаимного влияния перетоков активной и реактивной энергии на активные и реактивные потери, задачу наблюдаемости ЭР можно рассматривать отдельно для активной и реактивной энергий.

При определении топологической наблюдаемости допустимо пренебречь потерями энергии. В этом случае в каждой ветви может быть только одно измерение, поскольку при наличии значения энергии с одного конца ветви, значение со второго конца будет таким же. Полученная система аналогична (2.3). Обозначив вектор узловых энергий \mathcal{E}_y , а вектор потоков в ветвях \mathcal{E}_b , уравнения состояния будут выглядеть следующим образом:

$$I \cdot \mathcal{E}_b = \mathcal{E}_y, \quad (2.4)$$

где I - матрица инцидентий. Данная система уравнений представляет собой систему узловых балансов энергии, число уравнений равно числу ветвей m , общее количество переменных $n + m$. В работе [41] подробно описаны свойства системы (2.4). Минимальное число измерений, позволяющее рассчитать ЭР во всей сети, равно количеству ветвей в схеме сети m . Таким образом, необходимым

условием наблюдаемости активного (реактивного) ЭР является наличие не менее m измерений. Ранее упоминалось, что наблюдаемость потокораспределения обеспечивается $n - 1$ измерением. Следовательно, для обеспечения наблюдаемости ЭР требуется большее количество измерений, чем в случае расчета потокораспределения, поскольку в реальных сложнзамкнутых сетях число ветвей превышает число узлов.

В [41] рассматриваются базисные составы переменных. Наличие в составе измерений хотя бы одного базисного набора, обеспечивает наблюдаемость ЭР. Одним из вариантов подобного базисного набора будут измерения в начале или конце каждой ветви, всего m измерений. Другие базисные наборы могут быть получены путем замены линейных измерений (одного или более) на узловые.

При наличии только узловых измерений, в случае сложнзамкнутой сети, где количество линий превышает число узлов, система (2.4) имеет множество решений и является недоопределенной. При наличии узловых измерений, рассчитать перетоки по ветвям невозможно. Система (2.4) будет определенной в случае, если в каждом независимом контуре сети будет хотя бы одно линейное измерение. Общее число таких контуров равно $m - n - 1$.

В ситуации, когда базисный состав измерений полностью соответствует имеющимся, избыточных измерений нет, нет возможности оценить достоверность измерений ЭЭ.

Для получения достаточного критерия наблюдаемости ЭР необходимо учесть возможность наличия дублирующих измерений. Дублирующими называются измерения, относящиеся к одной и той же точке сети (ветви или узлу). Обозначим число дублирующих измерений как D . Тогда количество неизвестных, подлежащих расчету, узловых и линейных потоков составит $n + m - D$. Перегруппируем систему (2.4) таким образом, чтобы все неизвестные потоки ЭЭ оказались в левой части, а все измерения, соответственно, в правой. Система (2.4) примет следующий вид:

$$I^{\mathcal{E}} \cdot \underline{\mathcal{E}} = \underline{\mathcal{E}}, \quad (2.4,a)$$

где \mathcal{E} – вектор неизвестных, подлежащих расчету узловых или линейных потоков энергии, размерностью $(n + m - D)$. Уравнения, в состав которых входят только известные потоки ЭЭ, можно не рассматривать. Следовательно, достаточным условием разрешимости (2.4,а), является:

$$\text{rang}(I^{\mathcal{E}}) = (n + m - D) \quad (2.5)$$

Таким образом, необходимым критерием наблюдаемости ЭР является наличие измерений в количестве не меньше, чем число ветвей в рассматриваемой сети. Достаточным условием наблюдаемости задачи ЭР является условие равенства числа линейно независимых строк матрицы инцидентий $I^{\mathcal{E}}$ числу неизвестных потоков, подлежащих расчету.

Отдельной задачей является определение элементов рассматриваемой сети, которые не являются наблюдаемыми. Данный анализ позволит давать рекомендации о необходимости установки ИКЭЭ на определенных элементах схемы. В [42] предложен следующий алгоритм анализа наблюдаемости, названный топологическим. В процессе каждому элементу присваивается «метка наблюдаемости». Работу алгоритма удобно продемонстрировать на примере радиального и кольцевого фрагментов сети, представленных на рисунке 2.2.

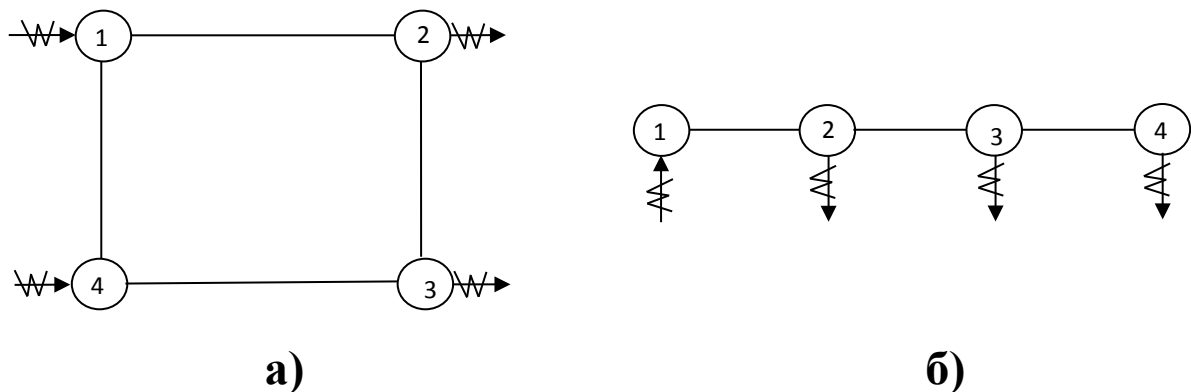


Рисунок 2.2 –Кольцевой (а) и радиальный (б) фрагменты сети, определение ненаблюдаемых элементов

На схемах символ W обозначает наличие измерения. Интересно сравнить наблюдаемость ЭР в кольцевых и радиальных сетях при наличии только узловых измерений. При топологическом анализе наблюдаемости потерями энергии можно пренебречь. Система (2.4) для сети 2.2а будет иметь вид:

$$\begin{aligned}
-1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-2} - 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-4} + 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{2-3} + 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{3-4} &= \underline{\mathcal{E}}_1; \\
+1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-2} + 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-4} - 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{2-3} + 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{3-4} &= -\underline{\mathcal{E}}_2; \\
+0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-2} - 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-4} + 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{2-3} - 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{3-4} &= -\underline{\mathcal{E}}_3; \\
+0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-2} + 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-4} + 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{2-3} + 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{3-4} &= \underline{\mathcal{E}}_4.
\end{aligned} \tag{2.6a}$$

Система (2.4) для фрагмента 2.2б:

$$\begin{aligned}
-1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-2} + 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{2-3} + 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{3-4} &= \underline{\mathcal{E}}_1; \\
+1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-2} - 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{2-3} + 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{3-4} &= -\underline{\mathcal{E}}_2; \\
+0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-2} + 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{2-3} - 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{3-4} &= -\underline{\mathcal{E}}_3; \\
+0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-2} + 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{2-3} + 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{3-4} &= \underline{\mathcal{E}}_4.
\end{aligned} \tag{2.6б}$$

Первым шагом является расстановка меток наблюдаемости в системах (2.6a) и (2.6б). В данном примере метки наблюдаемости получают все узловые измерения.

Вторым шагом метки наблюдаемости получают те переменные системы, которые входят в уравнения, где отметки о наблюдаемости проставлены для всех переменных, кроме одной. В системе (2.6a) нельзя проставить дополнительных меток наблюдаемости. Поскольку в системе остались переменные без меток наблюдаемости, ЭР для сети ненаблюдаемо.

Для системы (2.6 б) на втором шаге метки наблюдаемости получают переменные $\underline{\mathcal{E}}_{1-2}$ и $\underline{\mathcal{E}}_{3-4}$, входящие в первое и четвертое уравнения системы соответственно:

$$\begin{aligned}
-1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-2} + 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{2-3} + 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{3-4} &= \underline{\mathcal{E}}_1; \\
+1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-2} - 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{2-3} + 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{3-4} &= -\underline{\mathcal{E}}_2; \\
+0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-2} + 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{2-3} - 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{3-4} &= -\underline{\mathcal{E}}_3; \\
+0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{1-2} + 0 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{2-3} + 1 \cdot \underline{\mathcal{E}}_{3-4} &= \underline{\mathcal{E}}_4.
\end{aligned}$$

Далее шаг 2 повторяется и метки наблюдаемости получает переменная $\underline{\mathcal{E}}_{2-3}$. Все переменные в системе получили метку о наблюдаемости. Радиальный фрагмент сети, в отличие от кольцевого, является наблюдаемым при наличии только узловых измерений.

Одной из характеристик информационной избыточности является так называемый коэффициент избыточности. По аналогии с теорией ОС, для ЭР коэффициент избыточности равен числу ИКЭЭ, размещенных в сети,

отнесенному к минимально числу ИКЭЭ, которое будет обеспечивать наблюдаемость ЭР, то есть к числу ветвей. Рассмотрим один из примеров схемы понижающей подстанции, изображенной на рисунке 2.3. На схеме имеется пять измерений, причем достоверность измерения \mathcal{E}_1 можно проверить с помощью измерений \mathcal{E}_2 , либо \mathcal{E}_3 , либо \mathcal{E}_4 и \mathcal{E}_5 . Один и тот же объем электроэнергии может быть измерен сразу на нескольких уровнях. Тогда коэффициент избыточности может быть найден как:

$$\kappa_{изб} = \frac{O}{m} = \frac{4}{1} = 4,$$

где O – общее число комплексов учета в сети. Необходимо отметить, что в данном случае комплексы учета 4 и 5 формируют единое узловое измерение, поэтому считаются как один.

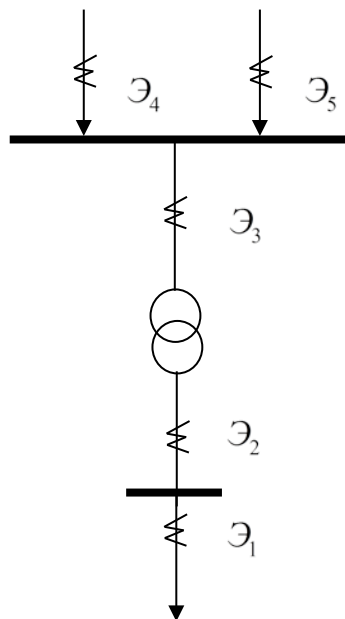


Рис. 2.3. Избыточность измерений

Чем больше ИКЭЭ на схеме учета, тем больше вариантов для проверки достоверности. Количество уровней измерения \mathcal{E}_1 при помощи всех существующих ИКЭЭ равно коэффициенту избыточности, то есть четырем. Следует отметить, что не все уровни могут находиться в непосредственной

близости от исследуемого измерения, в связи с этим, средствами топологического анализа их определить сложно.

Если из системы уравнений состояния ЭР математическими методами исключить все неизмеренные переменные, полученная система упрощает определение коэффициента избыточности. Поскольку в составе данной системы уравнений в качестве переменных входят только измерения, исследуемое измерение, например, \mathcal{E}_1 входит в ограниченное число уравнений, каждое из которых можно представить в виде линейной комбинации n измерений (2.7):

$$\mathcal{E}_i = \sum_{j=1}^n a_j \cdot \mathcal{E}_j^{изм} \quad (2.7)$$

где a_j - коэффициент перед измеренным потоком ЭЭ $\mathcal{E}_j^{изм}$ в уравнении номер i .

Следовательно, использование (2.7) позволяет вычислить несколькими различными способами одну и ту же переменную, используя величины различных измерений ЭЭ. Количество уравнений в системе (2.7), определяется наличием избыточных ИКЭЭ в исследуемом фрагменте сети и их количеством.

В целом, в исследуемой сети могут быть выделены участки, обладающие локальной избыточностью измерений. В некоторых фрагментах избыточность может быть высокой, в некоторых – низкой. Для определения локальной избыточности необходимо нанести метки, соответствующие измерениям, входящим в состав контрольных уравнений на граф сети. Отмеченные элементы будут обладать информационной избыточностью. При отсутствии меток избыточности на каких-либо элементах, сеть может быть поделена на некоторое количество несвязанных участков. Для каждого такого участка сети может быть посчитано число избыточных измерений η_i . В этом случае для любого из измерений фрагмента может быть составлено η_i уравнений вида (2.7). Таким образом, число избыточных измерений для каждого из измерений фрагмента сети равно η_i . В случае, если избыточных измерений нет, коэффициент избыточности равен 1. Коэффициент локальной избыточности может быть вычислен по формуле:

$$\kappa_{изб} = \eta_i + 1 \quad (2.8)$$

В задаче ЭР, так же как и в задаче ОС, избыточность измерений является необходимым условием для проведения процедуры оценки достоверности.

Анализ наблюдаемости используется при определении мест расстановки ИКЭЭ [116].

2.4 Сравнение традиционной для энергетики задачи оценивания состояния и задачи энергораспределения

Автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) были созданы для управления электроэнергетическими системами. В современном мире энергосистемы представляют собой сложный, территориально распределенный объект, обладающий сложными связями. Связи внутри данного объекта могут меняться, так же как и довольно значительное количество параметров, характеризующих его. Факторы, влияющие на состояние объекта, могут носить как систематический, так и бессистемный характер, тем не менее, энергосистема является объектом, требующим поддержания определенного уровня параметров непрерывно. Эффективность управления зависит от точности информации о состоянии объекта. ОС – это сложная задача, которая выполняет функцию обеспечения такой информацией. Используя данные, получаемые от систем телемеханики, рассчитываются оценки всех параметров, характеризующих состояние энергосистемы в каждый момент времени. Расчетные оценки отражают истинные, либо приближенные к истинным, значения параметров. Важно, что расчетные оценки в точности соответствуют системе уравнений состояния, что зачастую нехарактерно для измеренных величин.

Математический аппарат, используемый при решении задачи ОС, включает в себя как фундаментальные уравнения установившегося режима, так и математические методы оптимизации.

Исходной информацией в решении задачи ОС является схема электрической сети и параметры, характеризующие ее. Величины сопротивлений и проводимостей считаются условно постоянными. В ходе решения вычисляются

расчетные оценки модулей и углов напряжений во всех узлах схемы, токи по всем ветвям схемы, а также активные и реактивные мощности узлов.

На основании полученной информации может быть решен целый ряд важнейших задач: выявление недостоверной информации и ее источников; дорасчет неизмеренных параметров; оценка величин и статистические характеристики погрешностей измерений; вычисление расчетных оценок, обладающих более низкой погрешностью по сравнению с измерением.

Подходы и методы, позволяющие решить перечисленные задачи, имеют высокую степень научной проработки, и нашли практическое применение в рамках алгоритмов АСДУ. Теория ОС активно исследуется в России и за рубежом уже более 50 лет [42-45, 62-91].

Исходную информацию для задачи ОС можно разделить на две группы, согласно скорости изменения параметров. В первую группу включаются параметры, описывающие схему замещения. Чаще всего они считаются условно постоянными и не изменяются в процессе решения. Вторая группа состоит из мощностей (токов) генерации и потребления узлов, токов и мощностей в ветвях и модулей и фаз напряжений узлов. Параметры, входящие во вторую группу, являются быстроизменяющимися.

Система уравнений состояния задачи ОС основана на фундаментальных законах электротехники, то есть первом и втором законах Кирхгофа и законе Ома. Чаще всего в качестве уравнений состояния используют широко известную систему уравнений узловых напряжений, которая может быть записана в разных видах: в форме баланса токов или в форме баланса мощностей; в прямоугольной или полярной системе координат.

Расчетные оценки характеризуют текущий режим энергосистемы. Наличие оперативной информации позволяет диспетчеру осуществлять оперативный анализ надежности текущего режима, принимать верные решения по ведению режима и корректировке параметров.

Различия между вектором измерений и расчетных оценок параметров обусловлены текущими погрешностями измерительных приборов и грубыми ошибками в измерениях.

Под наблюдаемостью ОС понимается возможность получения решения задачи ОС, в данном случае наличие достаточного набора измерений и их определенном размещении на графе сети (т.н. топологическая наблюдаемость). Минимальное количество измерений, способных обеспечить наличие решения системы уравнений состояния равно $(n-1)$, где n – число узлов сети.

В таблице 2.1 приведено сопоставление традиционной для энергетики задачи ОС и задачи ЭР, которая позволяет определить расчетные оценки потоков ЭЭ в сети.

Таблица 2.1 – Сравнение традиционной для энергетики задачи ОС и задачи ЭР

Параметр сравнения	Традиционная задача ОС	Задача ЭР
Уравнения состояния	Классические уравнения установившегося режима, основанные на I и II законах Кирхгофа и законе Ома	Уравнения балансов ЭЭ в узлах и ветвях сети, дополненные уравнениями расчета технических потерь ЭЭ на элементах схемы замещения
Вектор состояния	Комплексные значения узловых напряжений	Потоки ЭЭ в условных началах ветвей
Источник измерений	Система диспетчерского управления АСДУ	Системы учета ЭЭ, АСКУЭ
Тип измерений	Действующие значения активной и реактивной мощностей, модули напряжений и токов	Потоки активной и реактивной ЭЭ
Чувствительность к топологическим и режимным изменениям	Чувствительны	Нечувствительны
Расчетный интервал времени	Мгновенный срез времени	Соответствует интервалу измерения (минута, час, сутки)
Минимально необходимое количество измерений для наблюдаемости задачи	Удвоенное число узлов на графе сети минус один	Удвоенное число ветвей на графе сети.

Выводы по главе 2

1. Появление центров сбора информации об измерениях электроэнергии для больших фрагментов электроэнергетической системы требует разработки математических методов достоверизации на основе методов теории оценивания состояния. Данные, хранящиеся в подобных центрах сбора, обладают большим потенциалом, поскольку современные АСКУЭ обеспечивают синхронизацию измерений, период измерений может варьироваться, а также наблюдается устойчивая тенденция к увеличению избыточности измерений в сетях.

2. Проанализированы общие черты и различия классической задачи оценивания состояния и задачи энергораспределения, разработанной для расчета потоков и потерь ЭЭ в схеме сети в контексте оценки достоверности измерений электроэнергии.

3. В традиционной для энергетики теории оценивания состояния разработан целый спектр подходов, позволяющих выявлять данные, содержащие грубые ошибки, давать оценку всем переменным режима, повышать точность расчетных оценок. Методы, разработанные в рамках теории оценивания состояния, являются перспективными и могут быть применены для оценки достоверности данных систем учета ЭЭ, однако требуют адаптации.

3. АПРИОРНЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Третья глава посвящена методам оценки достоверности измерений ЭЭ, которые не требуют получения расчетных оценок параметров и могут быть применены до использования методик ОС.

Во второй части главы формализован процесс формирования системы контрольных уравнений (КУ) - представлены топологический и алгебраический алгоритмы получения системы КУ в рамках задачи ЭР.

Рассматриваются вопросы формирования групп проверочных выражений для наиболее ответственных измерений, уточнения расчетных оценок по сравнению с измерениями, влияния разномасштабности измерений на возможность выявления в них грубых ошибок.

Методике оценки систематической и случайной составляющей погрешностей посвящена седьмая часть главы.

В конце исследуется возможность оценки достоверности сети с ненаблюдаемыми фрагментами.

3.1 Оценка достоверности измерений методом контрольных уравнений.

Метод КУ был разработан в Институте систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, основные положения метода изложены в [42, 51, 62, 108, 117-118]. В работах [42, 51] система КУ формируется из системы уравнений состояния, связывающих переменные режима, такие как мощности, напряжения, токи и т.д. Переменные, входящие в систему могут быть измеренными и неизмеренными, источником измерений является система телеметрии. Метод КУ позволяет учесть топологическую структуру сети, что значительно повышает количество измерений, которые можно проверить, по сравнению с использованием только уравнений балансов узлов. В основе метода лежит сравнение невязок КУ с их математическими ожиданиями.

В разделе речь пойдет о методе достоверизации, который относится к априорному обнаружению плохих данных. Данный подход берет за основу факт малой связности уравнений состояния задачи ЭР. Невязка уравнения, в состав которого входит некорректное измерение, вероятнее всего, будет велика. Это обусловлено тем, что измеренный параметр зависит только от небольшой части параметров режима.

Согласно терминологии теории ОС, контрольным называется уравнение, в состав которого входят только измеряемые переменные. Небаланс (невязка) КУ равен нулю только в случае, когда все измерения равны истинным значениям измеряемых параметров из (1.1), то есть не содержат погрешностей, вероятность «наложения» ошибок игнорируется [42]. Большие невязки появятся при наличии грубых ошибок. Методика сравнения фактических и допустимых небалансов [9], описанная ранее, имеет много общего с идеей контроля достоверности на основе систем КУ. Чаще всего в реальных схемах нет полного охвата измерений, то есть измерения для части элементов сети отсутствуют, в этом случае система КУ может быть получена путем исключения из системы уравнений состояния ЭР (2.1) и (2.2) всех неизмеренных переменных математическими методами [119].

Общее количество КУ, которое можно получить, определяется количеством избыточных измерений. Пусть в исследуемом фрагменте сети m ветвей и n узлов. В случае полного охвата измерениями, то есть в системе, образованной (2.1) и (2.2), нет неизмеренных переменных, общее число измерений равно $n + 2 \cdot m$. ИКЭЭ установлены в начале и конце каждой ветви и есть данные об измерении генерации или потреблении энергии в каждом узле. Ранее указывалось, что наблюдаемость ЭР обеспечивается минимальным набором измерений, равным количеству ветвей в схеме m . Это вполне очевидно, поскольку все переменные в (2.1) и (2.2) измерены, эти уравнения и будут КУ. Итоговое число КУ равно $n + m$. При сравнении невязок, разных КУ, появляется возможность выявить данные с грубыми ошибками. Математические операции с системой уравнений (2.1) и (2.2) позволяют получить еще большее число КУ, которые являются линейно-зависимыми. Поскольку минимально необходимое количество измерений,

которое обеспечит наблюдаемость ЭР, равно количеству ветвей в схеме сети, то в случае, если измерений меньше m , КУ может не быть вообще.

Таким образом, только наличие избыточного состава измерений позволяет провести их достоверизацию и выявление плохих данных. В [42, 62] описаны методы выявления плохих данных на основе системы КУ. Поскольку по определению в КУ входят только измеренные величины, то на его невязку будут влиять погрешности этих измерений. По величине невязки каждого КУ можно судить о наличии или отсутствии в нем измерения с грубой ошибкой. Возможны две противоположные ситуации. В первом случае невязка КУ меньше допустимого, рассчитанного ранее значения. В этом случае делается вывод о достоверности всех измерений, входящих в данное уравнение. Вероятностью взаимной компенсации ошибок пренебрегают. Второй случай соответствует ситуации, когда невязка больше допустимого значения. Тогда делается вывод о том, что хотя бы в одном из измерений, входящих в КУ, присутствует грубая ошибка.

Как говорилось ранее, метод КУ имеет много общего с методикой сравнения фактических и допустимых небалансов [9]. Балансовая методика формирует независимые балансовые выражения для отдельных энергообъектов, метод КУ позволяет сделать эти выражения взаимозависимыми за счет внесения дополнительных условий баланса ЭЭ по ветвям схемы. Наличие системы связанных уравнений повышает надежность оценки достоверности, особенно в случаях согласованности погрешностей на одном объекте учета [111].

В работах [42, 62] описаны два принципиальных метода составления системы КУ. Первый метод – топологический, анализирует соответствие измерений топологии сети. Второй – алгебраический, использует математические методы. В этом случае все неизмеренные переменные исключаются из системы уравнений состояния математически. Несмотря на кажущуюся различность двух данных подходов, после их детального рассмотрения несложно будет увидеть их сходство. Перечисленные методы описаны в разделах 3.2 и 3.3.

3.2 Топологический метод формирования системы контрольных уравнений в рамках задачи энергораспределения

Топологический подход к формированию системы КУ основан на исследовании состава измерений и их местоположения на схеме сети. Поскольку в КУ не должно быть неизмеренных переменных, из системы уравнений состояния ЭР необходимо каким-либо образом исключить все неизмеренные потоки энергии. Процесс составления системы КУ построен следующим образом: каждый неизмеренный поток энергии в системе уравнений состояния выражается и вычисляется через измеренные. Как только в уравнении все переменные либо являются измеренными, либо уже вычислены через измеренные, это уравнение является КУ.

Описанный в предыдущем параграфе процесс анализа наблюдаемости ЭР очень близок к топологическому подходу формирования системы КУ. После выполнения единой процедуры составления системы КУ и анализа наблюдаемости рассматриваемой сети, все потоки энергии в узлах и по ветвям схемы будут определены как наблюдаемые или ненаблюдаемые.

В работе [42] предлагается следующий подход к топологическому формированию системы КУ. Строится трехцветный граф, вершины первого цвета в котором будут соответствовать уравнениям, вершины второго цвета – измеряемым переменным, вершины третьего цвета – не измеряемым переменным. Если переменная (измеряемая или не измеряемая) входит в уравнение, то этот факт отражается на графе построением соответствующего ребра уравнение – переменная. На следующем шаге составляется такое парасочетание, чтобы каждой вершине, относящейся к уравнению состояния, ставилась в соответствие только одна вершина – неизмеренная переменная. Парасочетание, в котором использованы все вершины типа уравнение или неизмеренная переменная, называется максимальным. Вариантов максимального парасочетания в общем случае может быть несколько. Процедура определения ребер и вершин, образующих максимальное парасочетание описана в теории графов [120].

Результатом попытки определения максимального парасочетания может быть три варианта:

- Все вершины – уравнения поставлены в соответствии вершинам – неизмеренным переменным, а неизмеренные переменные остались. Эти переменные рассчитать невозможно, они являются ненаблюдаемыми. КУ нет.
- Все вершины – уравнения поставлены в соответствие всем вершинам – неизмеренным переменным. Состав измерений достаточен для наблюдаемости, но КУ нет.
- Все вершины – неизмеренные переменные поставлены в соответствие вершинам – уравнениям, а уравнения остались. Все переменные являются наблюдаемыми. Количество оставшихся уравнений соответствует числу КУ.

Процесс получения структуры системы КУ задачи ЭР удобно продемонстрировать на примере. Рассмотрим пятиузловой фрагмент сети, представленный на рисунке 3.1. Наличие измерения обозначено символом W.

Количество уравнений состояния системы равно пяти, вершины графа, обозначенные «w». Всего переменных одиннадцать, из них три не измеряемые, вершины «n»; восемь – измеряемые, вершины «i».

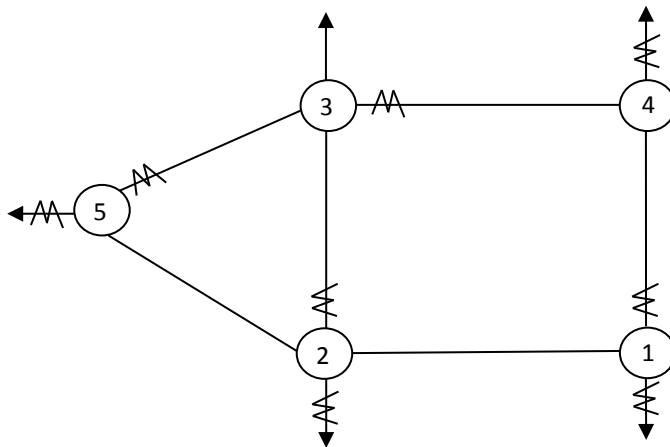


Рисунок 3.1 – Пятиузловой фрагмент сети

Трехцветный граф для данной структуры схемы и состава переменных изображен на рисунке 3.2. Вершины, соответствующие уравнениям состояния: $(\omega_1, \omega_2, \omega_3, \omega_4, \omega_5)$.

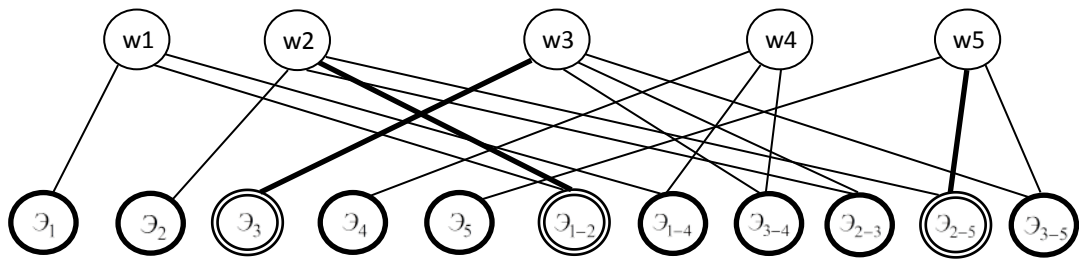


Рисунок 3.2 – Трехцветный граф для фрагмента сети 3.1

Вершины, соответствующие измеренным переменным:

$(\mathcal{E}_1, \mathcal{E}_2, \mathcal{E}_4, \mathcal{E}_5, \mathcal{E}_{1-4}, \mathcal{E}_{3-4}, \mathcal{E}_{2-3}, \mathcal{E}_{3-5})$.

Вершины, соответствующие неизмеренным переменным: $(\mathcal{E}_3, \mathcal{E}_{1-2}, \mathcal{E}_{2-5})$.

Максимальное парасочетание: $(\omega_2 - \mathcal{E}_{1-2}, \omega_3 - \mathcal{E}_3, \omega_5 - \mathcal{E}_{2-5})$.

Таким образом, при данной топологии сети, подобное количество и расстановка измерений обеспечивает наблюдаемость ЭР, а также наличие двух КУ.

Структура одного из КУ понятна сразу: уравнение баланса для узла 4 связывает узловое измерение \mathcal{E}_4 и два линейных измерения: \mathcal{E}_{1-4} и \mathcal{E}_{3-4} . Второе КУ будет сформировано из уравнения баланса для узла 1, в которое входят узловое измерение \mathcal{E}_1 и два линейных - \mathcal{E}_{1-4} и \mathcal{E}_{1-2} . Среди данных трех потоков энергии неизмеренным является только линейный \mathcal{E}_{1-2} , таким образом, этот поток надо исключить из уравнения для получения КУ. Процедура исключения состоит в выражении неизмеренного потока энергии через измеренные.

Алгоритм исключения лишнего потока строится следующим образом: производится последовательное исключение всех «сильных» ребер, входящих в парасочетание, в процессе исключения образуются новые ребра-связи уравнений и переменных. В рассматриваемом примере необходимо произвести аналогичную процедуру.

Сначала удаляется ребро $\omega_5 - \mathcal{E}_{2-5}$, при этом из графа удаляются все ребра, инцидентные вершинам ω_5 и \mathcal{E}_{2-5} : $\omega_5 - \mathcal{E}_{2-5}$, $\omega_5 - \mathcal{E}_5$, $\omega_5 - \mathcal{E}_{3-5}$. Поскольку неизмеренная переменная \mathcal{E}_{2-5} связана с вершиной ω_2 , образуются новые ребра: $\omega_2 - \mathcal{E}_{3-5}$ и $\omega_2 - \mathcal{E}_5$.

Граф после первого шага представлен на рисунке 3.3.

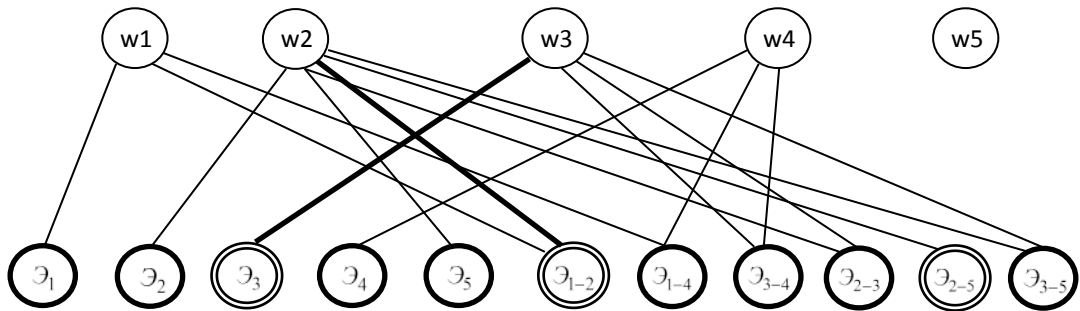


Рисунок 3.3 – Трехцветный граф для фрагмента сети 3.1, первый шаг
исключения

Далее необходимо произвести исключение «сильного» ребра $\omega_3 - \mathcal{E}_3$. Из графа исключаются ребра $\omega_3 - \mathcal{E}_3$, $\omega_3 - \mathcal{E}_{3-4}$, $\omega_3 - \mathcal{E}_{2-3}$ и $\omega_3 - \mathcal{E}_{3-5}$. Новых ребер не добавляется, поскольку вершина \mathcal{E}_3 дополнительных связей не имеет. Граф после второго шага исключения представлен на рисунке 3.4.

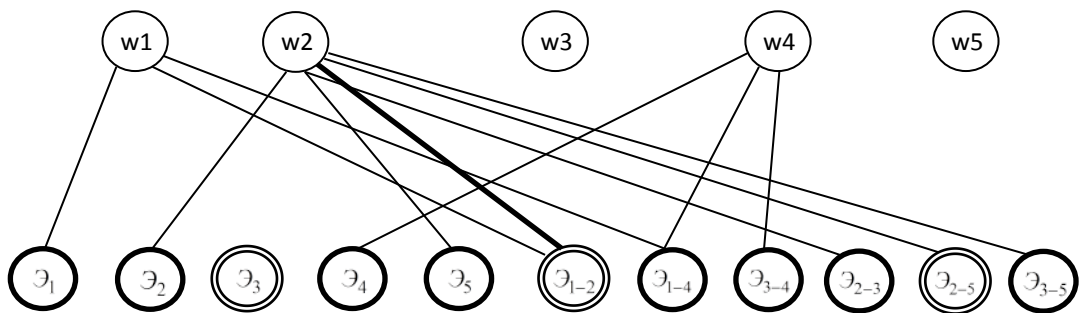


Рисунок 3.4 – Трехцветный граф для фрагмента сети 3.1, второй шаг
исключения

Последним этапом будет исключение из структуры «сильного» ребра $\omega_2 - \mathcal{E}_{1-2}$. Из графа удаляются ребра, инцидентные этим вершинам: $\omega_2 - \mathcal{E}_2$, $\omega_2 - \mathcal{E}_5$, $\omega_2 - \mathcal{E}_{1-2}$, $\omega_2 - \mathcal{E}_{2-3}$, $\omega_2 - \mathcal{E}_{2-5}$. Поскольку вершина \mathcal{E}_{1-2} имеет связь с ω_1 , в граф вводятся новые ребра: $\omega_1 - \mathcal{E}_2$, $\omega_1 - \mathcal{E}_5$, $\omega_1 - \mathcal{E}_{2-3}$ и $\omega_1 - \mathcal{E}_{3-5}$.

Анализ получившейся структуры графа, представленной на рисунке 3.5, позволяет получить итоговую структуру системы КУ.

При данном количестве измерений и их размещении на графе сети из системы уравнений состояния ЭР можно получить два КУ. При выбранном

парасочетании их структура будет следующей: $(\omega_1 - \mathcal{E}_1, \mathcal{E}_2, \mathcal{E}_5, \mathcal{E}_{2-3}, \mathcal{E}_{1-4}, \mathcal{E}_{3-5})$, $(\omega_4 - \mathcal{E}_4, \mathcal{E}_{1-4}, \mathcal{E}_{3-4})$.

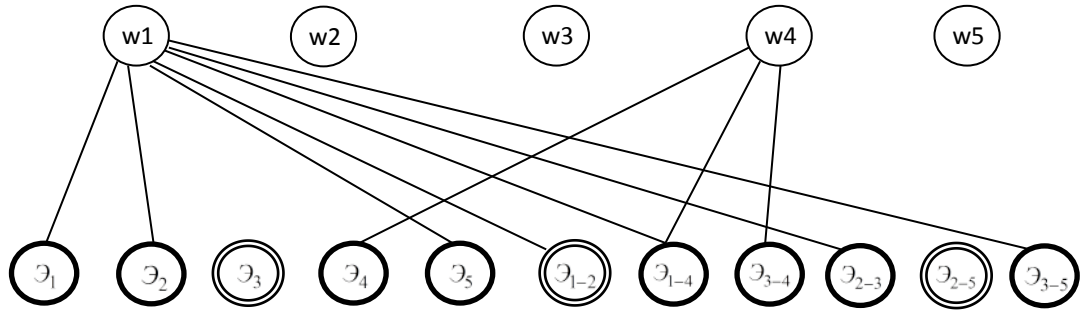


Рисунок 3.5 – Трехцветный граф для фрагмента сети 3.1, результат исключения

Описанный подход к формированию системы КУ в значительной мере использует информацию о структуре сети и размещении измерений.

Наглядно процедуру формирования КУ можно продемонстрировать выделением фрагментов сети, «ограниченных» измерениями. Для рассматриваемого в предыдущем примере пятиузлового фрагмента сети подобное формирование уравнений на основе топологии сети и мест размещения измерений продемонстрировано на рисунке 3.6.

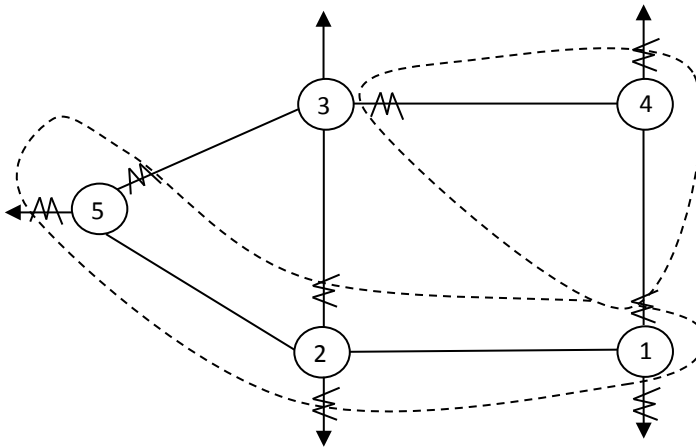


Рисунок 3.6. Формирование системы КУ на основе расположения ИКЭЭ на графе сети

На графе сети пунктирными линиями обведены фрагменты ЭС, «ограниченные» установленными ИКЭЭ, таким образом, для подобных фрагментов может быть рассчитан баланс ЭЭ. Из рисунка 3.6 видно, что для

данной сети при исходном количестве ИКЭЭ и их размещении на графе сети возможно сформировать два независимых КУ. Состав и структура полученных КУ идентичны системе уравнений, полученной предыдущим методом.

Рассматриваемый подход к формированию системы КУ имеет много общего с описанной в разделе 1.3 балансовой методикой оценки достоверности учета ЭЭ. Основу балансового метода составляет сравнение фактического и допустимого небалансов ЭЭ для рассматриваемого участка сети.

Выявление измерений с грубыми ошибками на основе метода КУ состоит в процедуре сравнения невязок k -го КУ w_k с допустимым отклонением d_k :

$$|w_k| \leq d_k, \quad (3.1)$$

Небаланс (невязка) k -го КУ рассчитывается с использованием значений данных измерений \mathcal{E}_i :

$$w_k = \sum_{i \in \omega_k} a_{ki} \cdot \mathcal{E}_i + a_o, \quad (3.2)$$

где a_{ki} – коэффициенты при переменных линеаризованного контрольного уравнения; a_o – свободный член контрольного уравнения. В случае, когда ни одно измерение не содержит ошибок, небаланс КУ равен нулю. Допустимое отклонение d_k для k -го КУ рассчитывается по формуле:

$$d_k = \gamma \cdot \sigma_{w_k}, \quad (3.3)$$

в которой σ_{w_k} – общее среднеквадратичное отклонение (СКО) КУ, равное сумме СКО всех измерений ЭЭ, входящих в k -е КУ:

$$\sigma_{w_k}^2 = \sum_{i \in \omega_k} a_{ki}^2 \sigma_{V_i}^2 + \sigma_o^2, \quad (3.4)$$

где σ_o – постоянная величина, с помощью которой учитывается погрешность линеаризации. Величина γ определяет вероятность того, что при полученном

значении допустимого порога d_k в составе КУ нет плохих данных. Следовательно, величина допустимого отклонения d_k определяется значениями дисперсий измерений, входящих в k -е КУ.

Абсолютная погрешность измерения ЭЭ $\delta\mathcal{E}_i$ составляет:

$$\delta\mathcal{E}_i = \delta_{\mathcal{E}_i} \cdot \mathcal{E}_i^{uzm}, \quad (3.5)$$

где $\delta_{\mathcal{E}_i}$ - относительная погрешность ИКЭЭ, вычисляемая описанным в главе 1 методом. Абсолютная погрешность $\delta\mathcal{E}_i$ больше дисперсий измерений в γ раз.

В формуле (3.4) значения коэффициентов a_{ki} определяются по следующему алгоритму: если согласно измерению, ЭЭ поступает на объект, то коэффициент равен «+1», в обратном случае, когда происходит отпуск ЭЭ с объекта, величина a_{ki} равна «-1». Величина допустимого отклонения КУ будет определяться по формуле:

$$\gamma \cdot \sigma_{\mathcal{E}_i} = \sqrt{\sum_{i \in \omega_k} \delta_{\mathcal{E}_i}^2 \cdot (\mathcal{E}_i^{uzm})^2}. \quad (3.6)$$

Допустимый порог контрольного уравнения, выраженный в % можно рассчитать, разделив правую и левую части уравнения (3.6) на общий объем ЭЭ, поступающему на объект:

$$d_{\mathcal{E}_i\%} = \sqrt{\sum_{i \in \omega_k} \delta_{\mathcal{E}_i}^2 \cdot \left(\frac{\mathcal{E}_i}{\mathcal{E}_n}\right)^2}. \quad (3.7)$$

Формула (3.7) аналогична выражению для расчета допустимого небаланса ЭЭ (1.6), поскольку величина поступающей на энергообъект ЭЭ незначительно отличается от величины отпущенной ЭЭ, $\mathcal{E}_o \approx \mathcal{E}_n$. Таким образом, достоверизация измерений ЭЭ на основе балансового метода осуществляется путем сравнения фактических и допустимых небалансов, что имеет много общего с подходом выявления грубых ошибок с использованием системы КУ, в котором производится сравнение невязки уравнения с допустимым порогом. Допустимые

порог и небаланс рассчитываются исходя из предельно допустимых погрешностей приборов учета, фактические небаланс и невязка в расчете используют измерения, участвующие в составе конкретного уравнения.

3.3 Алгебраический метод формирования системы контрольных уравнений [115, 119]

Ранее указывалось, что в алгебраических методах формирования КУ из системы уравнений состояния алгебраическими методами, например методом Гаусса, исключаются все неизмеренные переменные [42, 62]. Таким образом, процесс получения системы КУ из полной системы уравнений состояния становится формализованным. Поскольку в состав системы уравнений состояния ЭР входят две системы балансов ЭЭ: в ветвях электрической схемы и в узлах схемы сети (2.1) и (2.2), объединив две системы в одну, проведя алгебраические перестановки таким образом, чтобы в правой части уравнения получить ноль, в итоге получим систему из $N + M$ линейных уравнений с $N + 2M$ переменными

$$D \cdot \mathcal{E} = 0, \quad (3.8)$$

где D – матрица коэффициентов при переменных;

\mathcal{E} – вектор потоков ЭЭ, в состав которого входят потоки по началам и концам ветвей, а также узловые инъекции ЭЭ.

Применение алгоритма разности потерь позволит заменить действительные потоки фиктивными. Это снижает размерность вектора \mathcal{E} в (3.8) до $n + m$ [41]. Алгоритм разности потерь описан в предыдущей главе, посвященной задаче ЭР.

Поскольку переменные, входящие в объединенную систему (3.8), рассматриваются как равноправные, к данной системе может быть применен метод Гауссовского исключения по отношению ко всем неизмеренным потокам ЭЭ. Таким образом, в матричном виде соответствующие неизмеренным потокам ЭЭ столбцы матрицы D переносятся в левую часть матрицы. В результате проведенной процедуры вид матрицы D стал трапецеидальным. Количество и

состав измерений влияет на наличие, либо отсутствие КУ, а также на наблюдаемость ЭР. Возможны три варианта (рис 3.6):

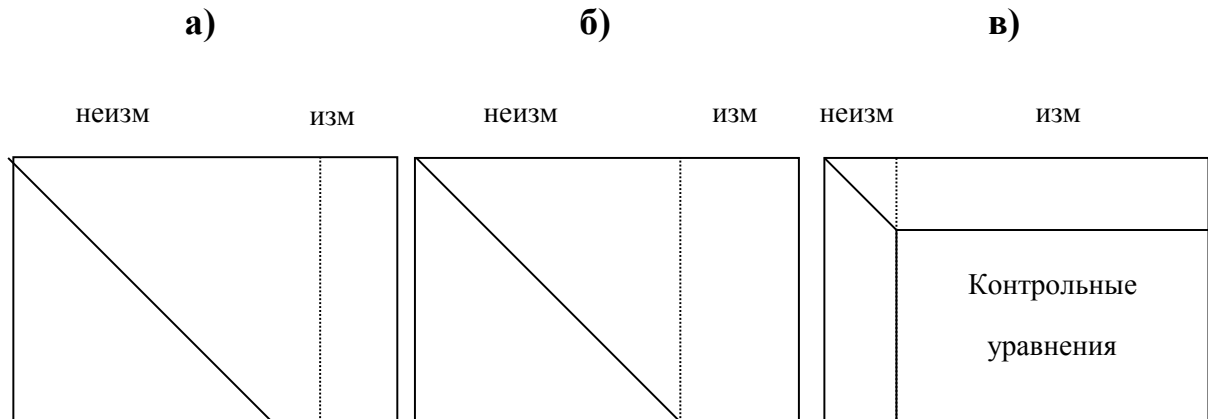


Рисунок 3.7 - Система КУ в зависимости от избыточности

1. КУ уравнений нет, ЭР не наблюдаемо. Данная ситуация имеет место в случае, если в процессе исключения уже приняли участие все уравнения из системы, а неизмеренные переменные в системе уравнений состояния еще остались (рисунок 3.7,а).

2. КУ нет, ЭР наблюдаемо, избыточных измерений нет. В данной ситуации вид матрицы D является точно трапецеидальным. Процесс исключения затронул все уравнения, неизмеренных потоков ЭЭ не осталось (рисунок 3.7,б).

3. КУ могут быть сформированы, ЭР наблюдаемо, есть избыточные измерения. Третья ситуация возможна в случае, если в процессе Гауссовского исключения остались уравнения, которые не использовались для приведения матрицы коэффициентов к трапецеидальному виду, а неизмеренных переменных уже не осталось. Уравнения, полученные в процессе этого исключения, содержащие в своем составе только измеренные потоки ЭЭ, и есть КУ (рисунок 3.7,в).

Данный метод формирования КУ из системы уравнений состояния позволяет одновременно определить, является ли система наблюдаемой и есть ли избыточные измерения.

В иллюстрации ниже приведен процесс формирования системы КУ для фрагмента сети. На рисунке 3.8 представлен пятиузловой фрагмент кольцевой сети.

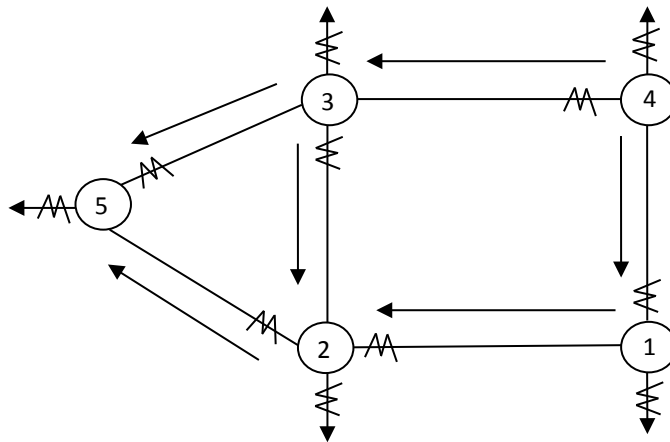


Рисунок 3.8. Пятиузловой фрагмент сети (полный охват схемы измерениями); условно-положительные направления потоков энергии.

Места измерений ЭЭ обозначены символом W . Узловое измерение, соответствующее нагрузке, имеет отрицательный знак, генерации – положительный. Направление потоков энергии указано стрелками. Технические потери в линиях схемы приняты равными нулю. На практике возможно применение так называемого «разнесения» технических потерь в ближайшие узлы. (Метод разнесения потерь описан в главе 2.) В этом случае узловые и линейные измерения корректируются на величину доли технических потерь, отнесенных к данному измерению.

Система узловых балансов для приведенного фрагмента выглядит следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} -\underline{\varrho}_1 = -\underline{\varrho}_{1-2} + \underline{\varrho}_{1-4}, \\ -\underline{\varrho}_2 = \underline{\varrho}_{1-2} + \underline{\varrho}_{2-3} - \underline{\varrho}_{2-5}, \\ -\underline{\varrho}_3 = \underline{\varrho}_{3-4} - \underline{\varrho}_{2-3} - \underline{\varrho}_{3-5}, \\ -\underline{\varrho}_4 = -\underline{\varrho}_{1-4} - \underline{\varrho}_{3-4} \\ -\underline{\varrho}_5 = \underline{\varrho}_{3-5} + \underline{\varrho}_{2-5} \end{array} \right. \quad (3.9)$$

Подчеркивание в системе (3.9) означает, что поток ЭЭ-измеряемая величина. В данной системе все переменные являются измеряемыми. Система уравнений состояния полностью соответствует системе КУ. Присутствует пять избыточных измерений, возможно составление пяти КУ.

Рассмотрим ситуацию, когда измерение по ветви между вторым и третьим узлами отсутствует. Система балансов в узлах будет прежней, но измерение $\underline{\mathcal{E}}_{2-3}$ не будет подчеркнутым:

$$\left\{ \begin{array}{l} -\underline{\mathcal{E}}_1 = -\underline{\mathcal{E}}_{1-2} + \underline{\mathcal{E}}_{1-4}, \\ -\underline{\mathcal{E}}_2 = \underline{\mathcal{E}}_{1-2} + \underline{\mathcal{E}}_{2-3} - \underline{\mathcal{E}}_{2-5}, \\ -\underline{\mathcal{E}}_3 = \underline{\mathcal{E}}_{3-4} - \underline{\mathcal{E}}_{2-3} - \underline{\mathcal{E}}_{3-5}, \\ -\underline{\mathcal{E}}_4 = -\underline{\mathcal{E}}_{1-4} - \underline{\mathcal{E}}_{3-4} \\ -\underline{\mathcal{E}}_5 = \underline{\mathcal{E}}_{3-5} + \underline{\mathcal{E}}_{2-5} \end{array} \right. \quad (3.10)$$

Таким образом, первое, третье и четвертое уравнения системы уравнений состояния (3.10) уже являются КУ, поскольку содержат все измеренные переменные. Еще одно КУ возможно получить путем сложения второго и третьего уравнения системы, это позволит исключить неизмеренный линейный поток:

$$\underline{\mathcal{E}}_2 + \underline{\mathcal{E}}_3 = -\underline{\mathcal{E}}_{1-2} + \underline{\mathcal{E}}_{2-5} - \underline{\mathcal{E}}_{3-4} + \underline{\mathcal{E}}_{3-5}$$

В этой ситуации в схеме есть три избыточных измерения, возможно составить три КУ.

Если удалить еще три измерения, например перетоки по линиям 3-4, 2-5 и 1-4. Тогда система уравнений состояния примет следующий вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} -\underline{\mathcal{E}}_1 = -\underline{\mathcal{E}}_{1-2} + \underline{\mathcal{E}}_{1-4}, \\ -\underline{\mathcal{E}}_2 = \underline{\mathcal{E}}_{1-2} + \underline{\mathcal{E}}_{2-3} - \underline{\mathcal{E}}_{2-5}, \\ -\underline{\mathcal{E}}_3 = \underline{\mathcal{E}}_{3-4} - \underline{\mathcal{E}}_{2-3} - \underline{\mathcal{E}}_{3-5}, \\ -\underline{\mathcal{E}}_4 = -\underline{\mathcal{E}}_{1-4} - \underline{\mathcal{E}}_{3-4} \\ -\underline{\mathcal{E}}_5 = \underline{\mathcal{E}}_{3-5} + \underline{\mathcal{E}}_{2-5} \end{array} \right. \quad (3.11)$$

где измеренными являются только подчеркнутые переменные.

Анализ системы (3.11) показывает, что в состав каждого из уравнений состояния системы входят неизмеренные переменные. В этом случае, путем сложения всех четырех уравнений, будет получено единственное КУ:

$$\underline{\mathcal{E}}_1 + \underline{\mathcal{E}}_2 + \underline{\mathcal{E}}_3 + \underline{\mathcal{E}}_4 + \underline{\mathcal{E}}_5 = 0,$$

которое соответствует уравнению баланса ЭЭ, количество выработанной ЭЭ равно объему потребленной. Т.е. одно избыточное измерение позволяет сформировать только одно КУ.

Если в исходной схеме будет удалено еще одно измерение ЭЭ, например, узловое измерение $\underline{\mathcal{E}}_4$, система узловых балансов ЭЭ примет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} -\underline{\mathcal{E}}_1 = -\underline{\mathcal{E}}_{1-2} + \underline{\mathcal{E}}_{1-4}, \\ -\underline{\mathcal{E}}_2 = \underline{\mathcal{E}}_{1-2} + \underline{\mathcal{E}}_{2-3} - \underline{\mathcal{E}}_{2-5}, \\ -\underline{\mathcal{E}}_3 = \underline{\mathcal{E}}_{3-4} - \underline{\mathcal{E}}_{2-3} - \underline{\mathcal{E}}_{3-5}, \\ -\underline{\mathcal{E}}_4 = -\underline{\mathcal{E}}_{1-4} - \underline{\mathcal{E}}_{3-4} \\ -\underline{\mathcal{E}}_5 = \underline{\mathcal{E}}_{3-5} + \underline{\mathcal{E}}_{2-5} \end{array} \right. \quad (3.12),$$

здесь в состав каждого уравнения входят неизмеренные переменные.

Состав измерений позволяет рассчитать все потоки ЭЭ, то есть ЭР является наблюдаемым, но поскольку нет избыточных измерений, составить КУ и проверить достоверность данных нет возможности. Данный состав измерений является вариантом базисного. При дальнейшей потере хотя бы одного из измерений, наблюдаемость ЭР будет потеряна.

Интересным является факт, что если из системы (3.11) удалить все линейные измерения, ЭР будет ненаблюдаемым, однако, можно будет составить одно КУ, являющееся уравнением баланса энергии в рассматриваемом фрагменте сети.

Приведенный выше пример показывает, каким образом процесс формирования системы КУ позволяет одновременно оценить наблюдаемость ЭР и вычислить количество избыточных измерений.

3.4 Алгоритм выявления недостоверных измерений электроэнергетики на основе системы контрольных уравнений

Процедуру выявления недостоверных измерений удобнее продемонстрировать на примере. В качестве тестовой взята кольцевая схема из четырех узлов с полным охватом присоединений. Имеются измерения активной мощности по генерации/потреблению каждого из узлов и по обоим концам ветвей. На рисунке 3.9 представлена схема сети, а также размещение ИКЭЭ и значения потоков ЭЭ.

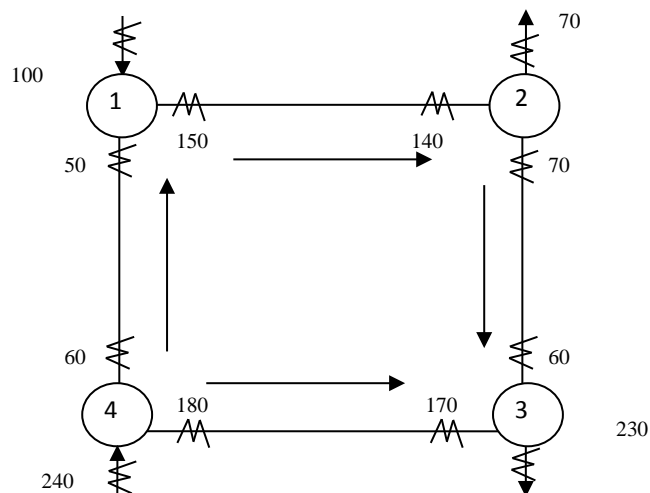


Рисунок 3.9 – Тестовая схема

Поскольку в рассматриваемой схеме имеет место полный охват присоединений измерениями, системой КУ будет система уравнения балансов ЭЭ в узлах и ветвях сети (3.13):

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{14} = 0 \\ \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_{21} + \mathcal{E}_{23} = 0 \\ \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{32} + \mathcal{E}_{34} = 0 \\ \mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_{41} + \mathcal{E}_{43} = 0 \\ \mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{21} + \Delta\mathcal{E}_{12mex} = 0 \\ \mathcal{E}_{23} + \mathcal{E}_{32} + \Delta\mathcal{E}_{23mex} = 0 \\ \mathcal{E}_{14} + \mathcal{E}_{41} + \Delta\mathcal{E}_{14mex} = 0 \\ \mathcal{E}_{43} + \mathcal{E}_{34} + \Delta\mathcal{E}_{34mex} = 0 \end{array} \right. \quad (3.13)$$

При подстановке измеренных величин активной энергии получим значение фактических невязок КУ. Фактические значения невязок сравниваются с допустимыми значениями.

В традиционной для энергетики теории ОС, допустимое значение невязок КУ определяется суммой среднеквадратичных отклонений (СКО) величин, входящих в соответствующее уравнение. Аналогом в метрологии служит предельно допустимая погрешность ИКЭЭ, определяемая выражениями (1.2) и (1.8). Предельно допустимая невязка КУ вычисляется исходя из предельно допустимых погрешностей всех измерений, входящих в данное КУ. Допустим, погрешность каждого ИК составляет 1,8 %, тогда предельно допустимая невязка для первого КУ из системы (3.13) составит

$$\sqrt{(0,018 \cdot 100)^2 + (0,018 \cdot (-150))^2 + (0,018 \cdot 50)^2} = 3,37.$$

Погрешность расчета потерь примем равной 15 %. Расчет допустимых значений невязок сведен в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Невязки КУ

Номер уравнения	Невязка	Допустимое значение невязки
1	0,00	3,37
2	0,00	3,09
3	0,00	5,26
4	0,00	5,51
5	0,00	3,99
6	0,00	2,24
7	0,00	2,06
8	0,00	4,70

На данном этапе все невязки нулевые, поэтому, исходя из условия относительно малой вероятности взаимной компенсации грубых ошибок, считаем, что все измерения достоверны. Данный случай соответствует отсутствию погрешностей, даже входящих в предельно допустимый интервал, границы которого определяются формулами (1.2) и (1.8). Все измерения соответствуют истинным значениям величин из выражения (1.1).

Пусть теперь грубые ошибки содержат измерения узла 4 (генерация в узле 100) и измерение ветви 21 (отдача 50). Невязки КУ приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Невязки КУ, грубая ошибка в измерении 21.

Номер уравнения	Невязка	Допустимое значение невязки
1	0,00	3,37
2	-190,00	3,09
3	0,00	5,26
4	-140,00	5,51
5	-190,00	3,99
6	0,00	2,24
7	0,00	2,06
8	0,00	4,70

Идентификация грубых ошибок возможна по нескольким алгоритмам. Рассмотрим алгоритм наибольшего доверия:

1. Если значение модуля невязки для i -го КУ оказывается ниже допустимого значения, вычисленного для данного уравнения, все измерения, участвующие в формировании данного уравнения, считаются достоверными.

2. Выделяются подсистемы КУ, которые позволяют определить значения измерений, не отнесенных к достоверным. Простейшим примером является подсистема порядка один, когда в составе КУ только одно из измерений является недостоверным, в этом случае его величина вычисляется с использованием достоверных. Далее это вычисленное значение может быть применено как псевдоизмерение. Весовой коэффициент такого измерения должен быть скорректирован, поскольку более низким является доверие к псевдоизмерениям.

3. Возможны случаи, когда для получения уравнения или подсистемы, содержащей только достоверные измерения, необходимо осуществить преобразования нескольких КУ и исключить группу измерений, отнесенных к подозрительным. В случае если величина расчетной невязки все равно больше допустимой, ошибочными считаются все исключенные измерения. Рассчитать для подобных групп ошибочных измерений псевдоизмерения невозможно. Такие измерения остаются только исключить из задач.

4. Оставшиеся КУ нельзя разрешить для измерений, не получивших еще метку достоверности. Данная группа измерений причисляется к сомнительным, вычислить для них аналоги нельзя, невозможно обнаружить грубые ошибки.

Поскольку значения модулей невязки для КУ 1, 3, 6, 7, 8 оказываются ниже допустимого значения, вычисленного для данных уравнений, то все измерения, входящие в данные КУ, получают метку достоверности.

В уравнения 2 и 5 входит одно и то же измерение \mathcal{E}_{21} , не получившее метку достоверности. Для его проверки формируется линейная комбинация этих уравнений, в составе которых будет отсутствовать поток \mathcal{E}_{21} :

$$\mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_{23} - \mathcal{E}_{12} - \Delta\mathcal{E}_{12} = -70 - 70 + 150 - 10 = 0,$$

допустимая невязка для этого уравнения составляет 4,42, условие достоверности выполняется. Измерение \mathcal{E}_{21} объявляется недостоверным и при дальнейшем расчете должно быть заменено псевдоизмерением. Все остальные измерения входящие в сформированное уравнение объявляются достоверными.

Далее из четвертого КУ выражаем последнее недостоверное измерение:

$$\mathcal{E}_4 = -\mathcal{E}_{41} - \mathcal{E}_{43} = 180 + 160 = 240$$

Рассчитанное значение четвертого измерения используется в дальнейших расчетах в качестве псевдоизмерения.

Существует также алгоритм наибольшей подозрительности.

1. Метку достоверности получают только те измерения, которые входят в КУ, значение модуля невязки которого оказалось ниже допустимого значения, вычисленного для данного уравнения, и не входят в КУ расчетные невязки которых оказались выше допустимых.

2. Измерения, входящие в состав наибольшего числа КУ, для которых расчетная невязка превышает допустимую, исключаются. Для этого формируются соответствующие линейные комбинации КУ.

3. В случае, когда во вновь сформированных КУ есть такие, для которых расчетная невязка меньше допустимой, и в их составе есть измерения, не входящие в другие и не принимавшие участия в формировании линейной комбинации, то эти измерения получают метку достоверности. Описанная процедура повторяется, пока новые КУ с небольшими невязками не будут возникать или в их состав не будут входить те измерения, которые содержатся в КУ с невязками, превышающими допустимые. Все оставшиеся измерения объявляются сомнительными.

В соответствии с алгоритмом наибольшей подозрительности достоверными объявляются только переменные, входящие только в уравнения 1, 3, 6, 7, 8 и ни в какие больше. Сомнительными являются \mathcal{E}_2 , \mathcal{E}_{12} , \mathcal{E}_{21} , \mathcal{E}_{23} , \mathcal{E}_4 , \mathcal{E}_{41} , \mathcal{E}_{43} . Будем поочередно исключать их из системы КУ. Если при исключении сомнительного измерения невязки уравнений резко уменьшились, то данное измерение является ошибочным.

3.5 Уточнение расчетных оценок по сравнению с измерениями

Наличие избыточных измерений позволяет оценить насколько расчетные оценки потоков ЭЭ точнее измерений. На первом этапе необходимо рассчитать относительную точность расчета $\delta_{\mathcal{E}_i}$ потока \mathcal{E}_i , вычисленного с использованием КУ (3.2). Количество КУ равно числу избыточных измерений n_i . Для каждого КУ относительную точность расчета $\delta_{\mathcal{E}_i}$ можно рассчитать с помощью выражения:

$$\delta_{\mathcal{E}_i} = \sqrt{\sum_{j=1}^n a_j^2 \cdot \delta_{\mathcal{E}_j}^2}, \quad (3.14)$$

где $\delta_{\mathcal{E}_j}$ – предельно допустимая относительная погрешность j -го измерения ЭЭ, определяемая выражением (1.6).

Необходимо упомянуть, что точность расчетной оценки измерения i зависит от количества измерений n , входящих в соответствующее КУ. Расчетная оценка тем точнее, чем меньше количество измерений в КУ. В качестве «резервных» измерений [42], используемых в случае признания имеющихся недостоверными, следует использовать КУ, число n для которых мало. Самые «короткие» КУ (число n в (3.14) мало) будут сформированы с использованием дублирующих измерений, либо показаний тех ИКЭЭ, которые находятся недалеко от исследуемой точки измерения. «Короткие» КУ наиболее эффективны для задачи оценки достоверности измерений.

На участке сети, изображенном на рисунке 3.10 обозначены уровни измерения потока \mathcal{E}_1 .

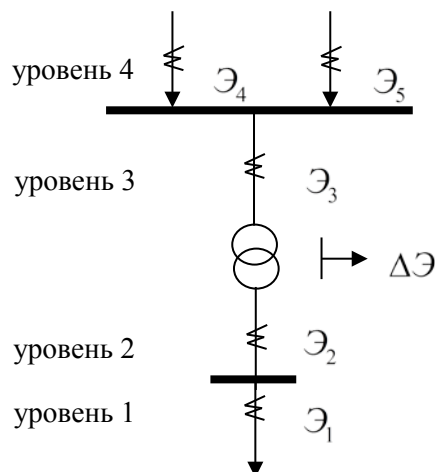


Рис. 3.10 Уровни измерений

Технические потери ЭЭ на трансформаторе, обозначенные $\Delta\mathcal{E}$, считаются рассчитанными заранее и известными.

В изображенной на рисунке 3.10 схеме для потока \mathcal{E}_1 , благодаря наличию измерений \mathcal{E}_2 , \mathcal{E}_3 , \mathcal{E}_4 и \mathcal{E}_5 , могут быть составлены следующие КУ, записанные в форме проверочных выражений:

$$\begin{aligned}\mathcal{E}_1 &= \mathcal{E}_2 \quad , \\ \mathcal{E}_1 &= \mathcal{E}_3 - \Delta\mathcal{E} \quad , \\ \mathcal{E}_1 &= \mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 - \Delta\mathcal{E}.\end{aligned}\tag{3.15}$$

В данном случае, измерение \mathcal{E}_1 может быть получено с использованием измерений трех уровней, т.е. оно резервируется на трех уровнях. Коэффициент локальной избыточности $\kappa_{\text{изб}}$, согласно (2.8), равен 4.

Как известно, все измерения содержат ошибки. Наличие измерительной погрешности обуславливает разницу в результатах выражений (3.15). Допустим, относительная точность всех ИКЭЭ $\mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_5$, изображенных на рисунке 3.10, одинакова и равна 1,6 %, тогда для уровней 1 и 2 относительная точность будет составлять также 1,6 %. Погрешность расчета потерь принята равной 10 %. Поскольку в нормальных режимах величина потерь ЭЭ относительно перетока ЭЭ по элементу составляет 1 %, относительная точность расчета потерь будет равна 0,01 %. Тогда относительная точность уровня 3 составит $\sqrt{1,6^2 + 0,01^2} \approx 1,603$, а для уровня 4 - $\sqrt{1,6^2 + 1,6^2 + 0,1^2} \approx 2,265$. Минимизируя взвешенную сумму квадратов относительных ошибок измерений, можно получить самую точную оценку измерения потока ЭЭ:

$$F = \sum_{k=1}^{\kappa_{\text{изб}}} \frac{1}{(\delta_k \cdot \mathcal{E}_k^{\text{изм}})^2} (\mathcal{E}_k^{\text{изм}} - \mathcal{E}^{\text{рас}})^2 \rightarrow \min\tag{3.16}$$

Количество слагаемых, входящих в функцию (3.16), равно коэффициенту локальной избыточности (2.8), который, в свою очередь, равен количеству уровней измерения рассматриваемого потока ЭЭ. Величины δ_k рассчитываются по выражению (3.14). Величина первого множителя $1/(\delta_k \cdot \mathcal{E}_k)^2$ в функции (3.16) выражает относительную точность измерения потока ЭЭ. Допустим, что все

резервные (избыточные) измерения $\mathcal{E}_k^{изм}$ примерно одинаковы, в этом случае минимизируемая функция (3.16) может быть приведена к одному знаменателю:

$$F = \frac{\sum_{k=1}^{K_{изб}} \left(\prod_{k=2}^{k_{изб}} \delta_k^2 \right)}{\prod_{k=1}^{K_{изб}} \delta_k^2} \cdot \left(\frac{\mathcal{E}^{рас}}{\mathcal{E}^{изм}} \right)^2 + C \quad (3.17)$$

Вычислить относительную погрешность величины расчетного потока ЭЭ, найденного с помощью резервных измерений, можно следующим образом:

$$\delta_{рас} = \sqrt{\frac{\prod_{k=1}^{K_{изб}} \delta_k^2}{\sum_{k=1}^{K_{изб}} \prod_{k=2}^{k_{изб}} \delta_k^2}}, \% \quad (3.18)$$

Относительная погрешность расчета потока \mathcal{E}_1 с использованием остальных избыточных измерений, в рассматриваемом выше примере, будет равна:

$$\delta_{\mathcal{E}_1} = \sqrt{\frac{(1,6^2 \cdot 1,6^2 \cdot 1,603^2 \cdot 2,265^2)}{((1,6 \cdot 1,603 \cdot 2,265)^2 + (1,6 \cdot 1,603 \cdot 2,265)^2 + (1,6 \cdot 1,6 \cdot 2,265)^2 + (1,6 \cdot 1,6 \cdot 1,603)^2)} = 0,856 .$$

Учитывая принятую относительную погрешность ИКЭЭ \mathcal{E}_1 равной 1,6 %, значение относительной погрешности расчета меньше погрешности измерения практически в два раза.

В случае, если погрешность расчета потерь во внимание не принимается, относительная точность расчета составляет 0,855 %.

На практике погрешность расчета потерь может быть 20 % и выше, однако даже такая неопределенность в значении потерь практически не сказывается на точности расчетной оценки. Относительная точность расчета в данном примере при погрешности расчета потерь 20 % составляет 0,858 %, а при погрешности расчета потерь 50 % - 0,869 %. Этот факт связан с тем, что величина потерь относительно перетоков по элементам в рабочих режимах мала и на расчетах практически не сказывается.

3.6 Использование групп проверочных выражений как способ оценки достоверности наиболее ответственных измерений электроэнергии

Среди измерений ЭЭ можно выделить такие, требования к достоверности которых наиболее высоки. К таким измерениям можно отнести коммерческие

измерения, то есть те измерения ЭЭ, которые используются при обеспечении финансовых операций, а также потоки ЭЭ по важным межсистемным связям. Для измерений, относящихся к наиболее ответственным, могут быть сформированы дополнительные методики оценки достоверности.

В разделе 1.3 в качестве недостатка балансового метода достоверизации учета ЭЭ была описана вероятность ситуации, в которой баланс ЭЭ по энергообъекту соблюдается с достаточно хорошей точностью, но измерения ЭЭ обладают значительными погрешностями. Проверка точности учета с помощью метода КУ позволяет сформировать группу линейно зависимых проверочных выражений для каждого из измерений ЭЭ. Таким образом, каждое из измерений ЭЭ может быть рассчитано через линейную комбинацию ряда других измерений множеством способов. Количество подобных выражений зависит от размерности системы КУ.

Пример построения подобных проверочных выражений целесообразно рассмотреть на пятиузловом фрагменте сети. Исходная сеть и измерения представлены на рисунке 3.11. Варианты проверочных выражений будем составлять для узлового измерения Э₁.

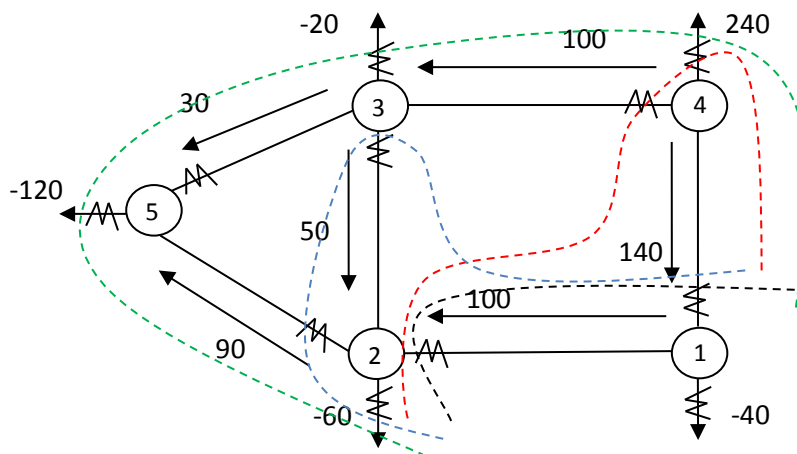


Рисунок 3.11 - Расстановка ИКЭЭ, измерения

Аналогично методам получения системы КУ, группы проверочных выражений могут быть сформированы двумя способами: алгебраическим и топологическим. Алгебраический метод является более формализованным.

Первым из проверочных выражений является первое уравнение из системы уравнений (3.9), значения измеренных потоков ЭЭ подставляются в правую часть:

$$\mathcal{E}_1^{(1)} = -(\mathcal{E}_{1-2} - \mathcal{E}_{1-4}) = -(-100 + 140) = -40$$

Данное проверочное выражение служит основой для получения остальных. Измерения энергии по линиям 1-2 и 1-4 могут быть выражены через другие измерения, эти выражения в свою очередь подставляются в первое проверочное уравнение.

$$\mathcal{E}_1^{(2)} = -(\mathcal{E}_4 - \mathcal{E}_{4-3} - \mathcal{E}_{1-4}) = -(240 - 100 - 100) = -40,$$

здесь использовано четвертое уравнение системы (3.9), линейное измерение 1-4 было выражено через \mathcal{E}_4 и \mathcal{E}_{3-4} .

Если из второго системы (3.9) выразить измерение по линии 2-1, то можно получить третье проверочное выражение, которое будет выглядеть следующим образом:

$$\mathcal{E}_1^{(3)} = -(\mathcal{E}_{1-4} + (\mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_{2-5} + \mathcal{E}_{3-2})) = -(140 + (-60 - 90 + 50)) = -40.$$

Аналогичным образом записано четвертое проверочное выражение:

$$\mathcal{E}_1^{(4)} = -(\mathcal{E}_4 - \mathcal{E}_{4-3} + (\mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_{2-5} + \mathcal{E}_{3-2})) = -(240 - 100 + (-60 - 90 + 50)) = -40.$$

Далее формирование проверочных выражений выполняется аналогично. Последнее проверочное выражение можно получить после суммирования всех уравнений из системы КУ. Рассматриваемый поток ЭЭ узла 1 может быть выражен из баланса ЭЭ по рассматриваемому фрагменту сети:

$$\mathcal{E}_1^{(5)} = -(\mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5) = -(-60 - 120 - 20 + 240) = -40.$$

Проверочные выражения могут быть составлены для любого узлового или линейного измерения.

Топологический метод формирования групп проверочных выражений является более наглядным. Топологическая интерпретация первого проверочного выражения представлена в виде черной пунктирной линии на рисунке 3.11. Выражению 2 соответствует красная пунктирная линия, выражению номер 3 - синяя, пятому - зеленая.

Таким образом, возможность использовать систему КУ для построения групп проверочных выражений позволяет рассчитать любое измерение через линейную комбинацию остальных измерений. По разнице в результатах расчета проверочных выражений можно судить о достоверности выбранного измерения, для которого эти выражения были сформированы. Данный подход позволяет повысить достоверность особо важных измерений ЭЭ.

3.7 Оценка достоверности «малых» измерений электроэнергии

Важным вопросом является возможность обнаружения грубых ошибок в измерениях, численные значения которых на порядок меньше средних значений основной массы измерений. Далее в работе подобные измерения будут названы «малыми». Основной проблемой является близкое по значению грубые ошибки в «малых» измерениях и предельно допустимые погрешности обычных измерений.

Балансовый метод, используемый для проверки точности учета ЭЭ, предполагает расчет фактического и допустимого небалансов для подстанций, районных сетей и т.д. Составление балансовых выражений возможно только при наличии ИКЭЭ на каждом из присоединений участка сети, для которого проверяется достоверность учета.

Согласно формуле (1.11), величина допустимого небаланса определяется суммой погрешностей всех ИКЭЭ, участвующих в формировании баланса. Если среди измерений есть "малые", может сложиться ситуация, когда величина допустимого небаланса значительно превышает величину таких измерений, что делает невозможным обнаружение ошибок в этих данных.

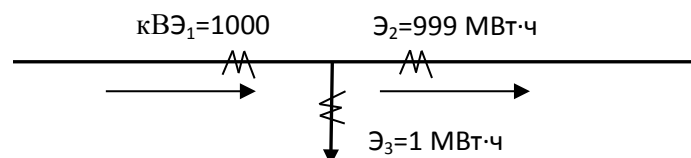


Рисунок 3.12 – «Малые» измерения ЭЭ

Рисунок 3.12 демонстрирует пример «малого» измерения ЭЭ. Если все ИКЭЭ имеют одинаковую предельно допустимую погрешность измерения

равную 1 %, то в абсолютных единицах для первого и второго комплексов предельная погрешность составит 10 единиц, а для третьего 0,01 единицы. Вероятность обнаружения грубой ошибки в измерении Δ_3 низка. Даже в случае 500 % превышения предельно допустимой погрешности, измерение составит 5 МВт·ч, что не превышает предельно допустимые погрешности остальных ИКЭЭ.

Применение идеи КУ для оценки достоверности учета предполагает расчет невязок КУ и сравнения их с допустимыми отклонениями. Процесс формирования и возможные подходы описаны в разделах 3.2 и 3.3. Более формализованным и простым для алгоритмизации является аналитический подход к составлению системы КУ, несомненным плюсом которого является также возможность оценить наблюдаемость ЭР. Идея КУ для выявления плохих измерений обладает рядом преимуществ по отношению к балансовому методу, однако выявление ошибок в измерениях "малого" масштаба также вызывает сложности.

Чем меньше величина измерения потока ЭЭ, тем меньше вероятность невыполнения условия достоверности учета (1.5), поскольку относительные погрешности ИКЭЭ отличаются незначительно и обычно не превышают 5 %.

Таким образом, если предположить, что все данные не содержат ошибок измерений, плохим является только одно измерение, то обнаружить грубую ошибку в этом измерении представляется возможным, только если величина этой грубой ошибки превысит допустимый небаланс. Это маловероятно для измерений небольших величин, доля которых в суммарном приеме или отдаче невелика.

Для того чтобы определить, является ли измерение "малым", необходимо оценить влияние ошибок измерений, входящих в состав КУ.

Коэффициенты чувствительности уравнений к определенному измерению позволят оценить степень влияния ошибок [7]:

$$f_{ik} = \frac{\delta_{\Delta_i} \cdot d_i}{\sqrt{\sum_{j \in \omega_k} \delta_{\Delta_j}^2 \cdot d_j^2}}, \quad (3.19)$$

где k - номер КУ;

i - номер измерения;

ω_k - содержит все измерения, участвующие в формировании КУ номер k ;

d_i - доля ЭЭ, принятая на объект через i -ый ИКЭЭ, относительно суммарного приема;

d_j - доля ЭЭ, отданная с объекта через j -ый ИКЭЭ, относительно суммарной отдачи.

На основании величины коэффициента чувствительности, можно сделать вывод о возможности выявления плохих данных, чем меньше коэффициент, тем меньше вероятность идентификации грубой ошибки в этом измерении.

Минимальное значение ошибки в измерении i –го потока ЭЭ, которая может быть определена, формализуется выражением:

$$n_i \cdot (\delta_{\mathcal{E}_i} \cdot \mathcal{E}_i^{изм}) = \sqrt{\sum_{j \in \omega_k} (\delta_{\mathcal{E}_j} \cdot \mathcal{E}_j^{изм})^2}, \quad (3.20)$$

где определение ошибки возможно в случае, когда величина ошибки i –го измерения равна произведению коэффициента n_i на предельно-допустимую относительную погрешность $\delta_{\mathcal{E}_i}$, определяемую (1.2). Приняв во внимание (3.19) и (3.20):

$$n_i = 1/f_{ik} \quad (3.21)$$

Если относительная погрешность всех ИКЭЭ одинакова, что правомерно, поскольку на практике ИКЭЭ чаще всего имеют близкие предельно допустимые погрешности, тогда n_i будет равно:

$$n_i = \mathcal{E}_n^{изм} / \mathcal{E}_i^{изм}, \quad (3.22)$$

здесь $\mathcal{E}_n^{изм}$ - общая величина ЭЭ, поступающая в рассматриваемый фрагмент сети, на котором считаются величины фактического и допустимого небалансов.

Очень часто на практике в формировании балансовых выражений участвуют измерения, относящиеся к разному номинальному напряжению. В этом случае выявить ошибки в измерениях, относящихся к низким напряжениям, практически невозможно, поскольку величины перетоков на низком напряжении много меньше, чем на высоком. Данный факт является еще одним недостатком балансового метода, определяемого типовой инструкцией [9]. Достаточно точная достоверизация возможна в случае, когда измерения являются величинами одного

порядка с общим контролируемым объемом ЭЭ. Это условие выполняется при снятии показаний для одного уровня номинального напряжения.

Подход к достоверизации измерительной информации на основе системы КУ, разработанный в рамках теории оценки состояния, обладает более широкими возможностями по сравнению с [9].

Одним из важных преимуществ теории ЭР является связь уравнений узловых балансов между собой. Эта связь обусловлена уравнениями балансов ЭЭ по ветвям, причем каждый поток по ветви входит в состав двух уравнений узловых балансов. В разделе 3.3 описана формализованная процедура составления системы КУ, где количество уравнений определено числом избыточных измерений. Важной также является возможность составления линейных комбинаций уравнений системы, получая, таким образом, дополнительные КУ. Из полученного объема КУ базовой системы, а также из их линейных комбинаций, возможно выделить уравнения более чувствительные к ошибкам измерений.

Избыточность измерений на исследуемом фрагменте сети играет важнейшую роль. При отсутствии избыточных данных выявление грубых ошибок измерений с помощью метода, основанного на идее КУ, невозможно.

Подобный анализ корректности учета производится на этапе априорного анализа данных. Здесь имеется возможность выявить и отбросить измерения со значительными ошибками, при необходимости возможна замена недостоверных данных на расчетные. Проверка критических и измерений с согласованными ошибками невозможна.

Обратимся к примеру. Рассмотрим пятиузловой фрагмент сети, показанный на рисунке 3.13. Наличие измерения обозначено символом W.

Необходимо обратить внимание, что применение типовой инструкции по учету [9] невозможно ни для одного узла, поскольку ни один из пяти узлов не охвачен измерениями полностью, соответственно, уравнения для фактических и допустимых небалансов составить нельзя.

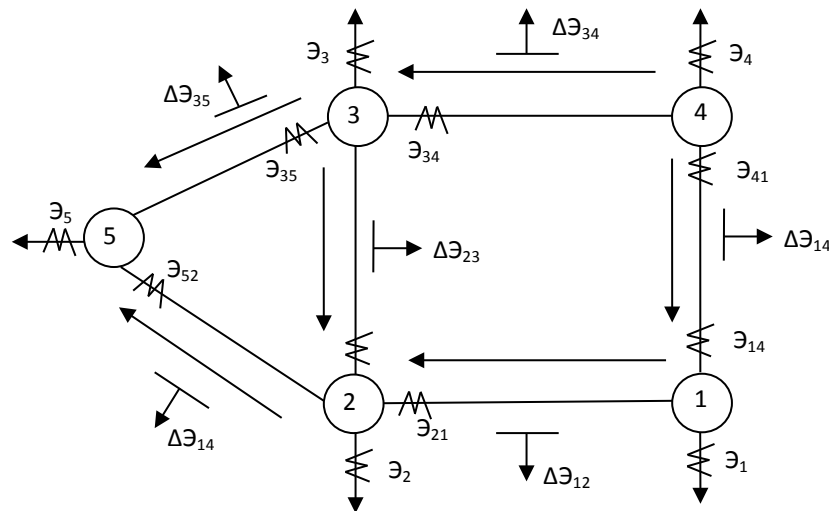


Рисунок 3.13 - Пятиузловой фрагмент сети, расстановка ИКЭЭ.

Для схемы, приведенной на рисунке 3.13, наблюдаемость обеспечивается наличием шести измерений, остальные ИКЭЭ обеспечивают информационную избыточность, благодаря чему возможно составление системы КУ.

В таблице 3.3 приведены значения измерений для схемы сети рисунка 3.13. Все измерения верные, погрешность не превышает предельно допустимую.

Таблица 3.3 – Исходная информация

Параметр	Э ₁	Э ₂	Э ₃	Э ₄	Э ₅	Э ₂₁	Э ₁₄	Э ₄₁	Э ₃₄	Э ₃₅	Э ₂₃	Э ₅₂
ЭЭ, МВтч*	-202	-49,5	-5	403	-86	79	287	-298	91	-44,5	30,3	50,4
Пред. доп. погрешность ИКЭЭ - δ, %	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48
Пред. доп. погрешность ИКЭЭ - δ, МВтч	±2,96	±0,74	±0,07	±5,92	±1,26	±1,18	±4,29	±4,44	±1,33	±0,67	±0,44	±0,74

Система КУ для фрагмента сети:

$$\begin{aligned}
 \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_{14} - \mathcal{E}_{21} - \Delta\mathcal{E}_{12} &= 0, \\
 \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_{21} + \mathcal{E}_{23} - \mathcal{E}_{52} - \Delta\mathcal{E}_{25} &= 0, \\
 \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{34} + \mathcal{E}_{35} - \mathcal{E}_{23} - \Delta\mathcal{E}_{23} &= 0, \\
 \mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_{41} - \mathcal{E}_{34} - \Delta\mathcal{E}_{34} &= 0, \\
 \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{52} - \mathcal{E}_{35} - \Delta\mathcal{E}_{35} &= 0, \\
 \mathcal{E}_{41} + \mathcal{E}_{14} + \Delta\mathcal{E}_{14} &= 0,
 \end{aligned}$$

Потери в линиях считаются рассчитанными заранее и известными, погрешность расчета потерь не учитывается.

Величины допустимых и расчетных невязок КУ составляют:

$$\begin{array}{ll} \omega\delta_{\text{доп}_1} = \pm 5,32 & \omega\delta_{\text{расч}_1} = -4 \\ \omega\delta_{\text{доп}_2} = \pm 1,63 & \omega\delta_{\text{расч}_2} = -0,6 \\ \omega\delta_{\text{доп}_3} = \pm 1,57 & \omega\delta_{\text{расч}_3} = 1,2 \\ \omega\delta_{\text{доп}_4} = \pm 7,54 & \omega\delta_{\text{расч}_4} = 4 \\ \omega\delta_{\text{доп}_5} = \pm 1,62 & \omega\delta_{\text{расч}_5} = -1,1 \\ \omega\delta_{\text{доп}_6} = \pm 6,12 & \omega\delta_{\text{расч}_6} = -1 \end{array}$$

Узловое измерение W_3 должно быть признано сбойным, если его ошибка превысит предельно допустимую величину δ равную 0,07 МВтч. Величина расчетных невязок для случая ошибочного измерения $\Delta_3 = 7,7$ МВтч, ошибка измерения превышает предельно допустимую более чем в 35 раз:

$$\begin{array}{ll} \omega\delta_{\text{доп}_1} = \pm 5,32 & \omega\delta_{\text{расч}_1} = -4 \\ \omega\delta_{\text{доп}_2} = \pm 1,63 & \omega\delta_{\text{расч}_2} = -0,6 \\ \omega\delta_{\text{доп}_3} = \pm 1,57 & \omega\delta_{\text{расч}_3} = -1,56 \\ \omega\delta_{\text{доп}_4} = \pm 7,54 & \omega\delta_{\text{расч}_4} = 4 \\ \omega\delta_{\text{доп}_5} = \pm 1,62 & \omega\delta_{\text{расч}_5} = -1,1 \\ \omega\delta_{\text{доп}_6} = \pm 6,12 & \omega\delta_{\text{расч}_6} = -1 \end{array}$$

Выявление грубых ошибок в измерениях, масштаб которых значительно меньше остального набора измерений, невозможен, даже в случае значительного превышения пороговых значений ошибок, предельно допустимых для данного ИКЭЭ.

Чем больше объем ЭЭ, фиксируемый ИКЭЭ, тем меньше должна быть величина предельно допустимой погрешности измерительного комплекса (1.2) или (1.8), то есть тем выше должна быть точность всех его компонентов. Обычно с увеличением класса напряжения растет и фиксируемый комплексами учета объем ЭЭ, самые точные приборы учета должны устанавливаться на сверхвысоких классах напряжения. Увеличение предельно допустимой погрешности со снижением класса напряжения, позволит выравнять величину предельно допустимых погрешностей измерений в абсолютных единицах. Точность средств измерений на классе 500 кВ может быть 0,2 (0,1), на классе 220 кВ – 0,5, на классе 110 кВ – 1. В руководящих документах определены классы

точности средств измерений, зависящие от мощности присоединенной нагрузки [121]. Точность ТТ в комплексе расчетного (коммерческого) учета должна быть 0,5 и выше. Точность счетчика для потребителей мощностью более 670 кВт и производителей ЭЭ должна составлять 0,5S и выше. Учет потребления ЭЭ у граждан, присоединенных к сетям класса напряжения 0,4 кВ и ниже, может осуществляться счетчиками ЭЭ класса 2,0 и выше. Присоединение новых потребителей к сетям 0,4 кВ и ниже (за исключением граждан) может быть только с установкой приборов учета ЭЭ класса 1,0 и выше. Для потребителей мощностью менее 670 кВт присоединение к сети до 35 кВ, включительно, возможно с установкой счетчиков классом 1,0 и выше, к сети 110 кВ и выше - с классом точности 0,5S и выше.

Второй важный вывод состоит в том, что балансы крупных подстанций следует сводить по секциям и шинам, а не в общем по объекту. Сложностью в данном подходе может стать необходимость полного охвата не только на «прием» и «отдачу» с подстанции, но и перетоки ЭЭ внутри нее.

На рисунке 3.14 представлена упрощенная схема крупной подстанции.

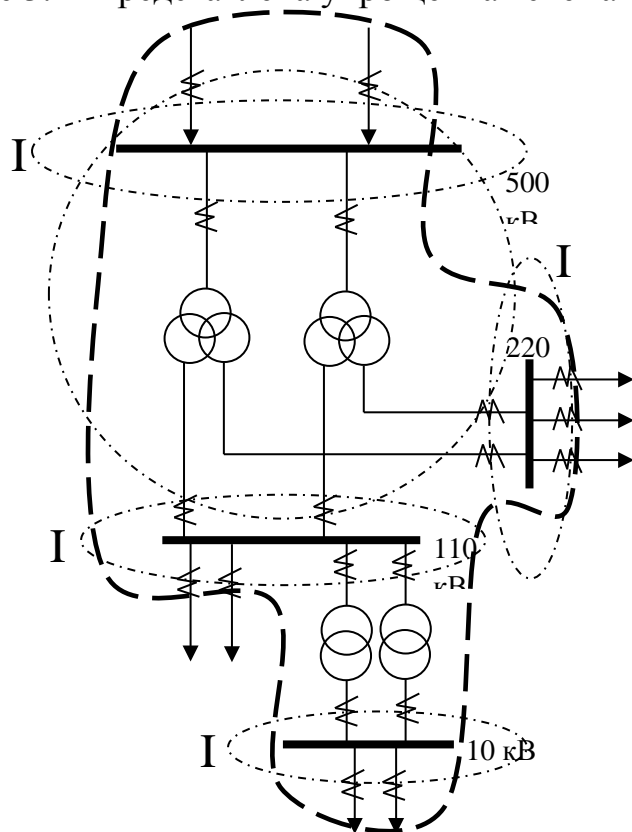


Рисунок 3.14 – Упрощенная схема узловой подстанции

Нормативные документы [9] определяют процедуру оценки достоверности учета ЭЭ по энергообъекту путем сравнения фактического и допустимого небалансов. Традиционно сводимый ежемесячный баланс представлен на рисунке 3.14 в виде жирной пунктирной линии. В этом случае ошибки в измерениях класса 10 кВ определить практически невозможно. Причиной является значительное отличие абсолютных величин ЭЭ, измеряемых на присоединениях 500 и 10 кВ. Предельно допустимое значение ошибки ИКЭЭ, установленного на напряжении 500 кВ, может быть равно измеряемому объему ЭЭ на присоединении 10 кВ (в абсолютных единицах). Появление ошибки на низком классе напряжения практически не скажется на величине фактического небаланса в целом по подстанции.

Эффективность процесса оценки достоверности значительно увеличится при «уменьшении» объекта, для которого формируются балансовые выражения. На рисунке штрих-пунктирными линиями выделены несколько вариантов балансов ЭЭ.

В зависимости от избыточности ИКЭЭ, могут быть составлены различные балансовые выражения. Наиболее перспективными, с точки зрения оценки достоверности, являются балансы по шинам (пунктирные линии, обозначенные I), поскольку в выражения входят показания ИКЭЭ одного класса напряжения. В зависимости от наличия ИКЭЭ, установленных на объекте, варианты балансовых выражения меняются. Увеличение количества ИКЭЭ, участвующих в формировании балансового выражения, увеличит величину допустимого небаланса, вероятность обнаружения грубых ошибок в измерениях на низком напряжении снизится.

3.8 Выявление систематических и случайных погрешностей измерения электроэнергии

В главе 1 данной работы были перечислены сложности выявления погрешностей ИКЭЭ с помощью метрологических подходов, одной из основных

проблем является сложность работы на высоких напряжениях. Поскольку, в случае обнаружения какой-либо систематической ошибки, имеется возможность провести коррекцию измерений, методы определения систематических погрешностей, а также дисперсий случайных погрешностей, вызывают значительный интерес. По отношению к телеизмерениям параметров, характеризующих режим энергосистемы, подобные математические алгоритмы были разработаны в теории оценки состояния [42, 122, 123]. Применение подобного метода по отношению к данным, полученным от ИКЭЭ, объединенных в автоматизированную систему, представляет значительный интерес [124, 125].

Наличие систематической погрешности возможно определить только на основании статистики измерений. В настоящее время современные системы АСКУЭ обладают значительной глубиной архивов 30-минутных измерений, что позволяет обеспечить достаточное количество срезов измерений. Важным моментом является наличие привязки измерений ко времени, что также обеспечивается современными системами сбора данных, этот факт позволяет синхронизировать все измерения.

Структура погрешности измерений была подробно рассмотрена в главе 1 работы. Поскольку в структуру измерительного комплекса входит целый ряд позиций, включая измерительные ТТ и ТН, линии связи, счетчик ЭЭ. В данном разделе под систематическими ошибками и случайными погрешностями понимаются суммарные погрешности, возникающие во всех элементах измерительного комплекса ЭЭ.

Любое измерение ЭЭ, полученное от i -го измерительного комплекса, можно представить в виде трех слагаемых:

$$\mathcal{E}_i^{изм} = \mathcal{E}_i^{ист} + \zeta_{\mathcal{E}_i} + \varepsilon_{\mathcal{E}_i}, \quad (3.23)$$

где $\mathcal{E}_i^{ист}$ - истинное, значение измеряемой величины;

$\zeta_{\mathcal{E}_i}$ - систематическая погрешность измерения;

$\varepsilon_{\mathcal{E}_i}$ - случайная ошибка измерения.

Математическое ожидание случайной погрешности равно нулю:

$$M(\varepsilon_{\mathcal{E}i}) = 0 \quad (3.24)$$

Дисперсия также равна нулю:

$$\sigma_{\mathcal{E}i}^2 = M(\varepsilon_{\mathcal{E}i}^2) = 0. \quad (3.25)$$

Известно, что, измеренная каким-либо образом, ЭЭ является интегральной характеристикой функции мощности. Автоматизированные системы измерения ЭЭ позволяют измерять приращения расхода ЭЭ $\Delta\mathcal{E}$, причем все измерения точно привязаны ко времени, что позволяет осуществить их точную синхронизацию между собой. Также каждое измерение имеет свое топологическое положение на схеме сети, это дает возможность составлять КУ.

Поскольку ЭЭ является интегральной характеристикой мощности, то выражение для ЭЭ, выработанной за промежуток времени T , может быть записано следующим образом:

$$\mathcal{E}_p = \int_0^T P(t) dt = \sum_{i=1}^T P_i \cdot \Delta t_i \quad (3.26)$$

Периоды, на которых снимаются показания счетчиков, могут варьироваться, в современных системах учета разброс составляет от 3 до 30 минутных интервалов. Стоит отметить, что расход ЭЭ на измерительном комплексе i , за любой сколько угодно большой промежуток времени, может быть получен путем суммирования расходов ЭЭ за все более короткие интервалы времени, входящие в этот промежуток:

$$\mathcal{E}_i^T = \sum_{t=1}^{N_T} \mathcal{E}_i^t, \quad (3.27)$$

здесь T - рассматриваемый промежуток времени, который состоит из $t = 1 \dots N_T$ временных интервалов.

Формула (3.27) верна по отношению как к измеренным значениям ЭЭ, так и по отношению к истинным величинам ЭЭ. Данное выражение используется также для проверки достоверности учета ЭЭ.

Хорошо известно, что если случайная погрешность имеет нулевое математическое ожидание, то, при суммировании достаточно большого количества точек выборки, случайная погрешность итоговой суммы будет приблизительно равна нулю $\varepsilon_{Wi} \rightarrow 0$. В этом случае, формула измеренного значения ЭЭ примет вид:

$$\mathcal{E}_i^{изм(T)} = \mathcal{E}_i^{ист(T)} + \zeta_{\varepsilon_i}^{(T)}. \quad (3.28)$$

Из приведенной выше формулы (3.28) можно сделать вывод, что определяющей является систематическая погрешность. Объяснить данный факт можно следующим образом. Погрешность измерения вызвана целым рядом факторов, которые воздействуют на ИКЭЭ в целом в течение каждого из промежутков времени, на которых производятся измерения. Поэтому, измерение на каждом промежутке времени искажено особым образом. Чем длиннее рассматриваемый промежуток, тем более вероятно, что данные воздействующие факторы, часть из которых абсолютно случайны, сформируют определенные условия работы измерительного комплекса ЭЭ. Таким образом, подобный ряд воздействующих факторов формирует погрешность измерения, которая носит тем более постоянный характер, чем длиннее рассматриваемый промежуток времени. Систематический характер погрешности позволяет ее определить.

Разработанные в рамках теории ОС методы не позволяют выявить систематические погрешности с помощью статистической обработки выборки данных [42, 126]. Объясняется это тем, что с течением времени будет изменяться как случайная ошибка, так и само истинное, но неизвестное, значение измеряемой величины. Метод, основанный на КУ, позволяет избежать этого, поскольку на величину невязки КУ влияют только величины ошибок измерений, входящих в состав уравнения, а не их истинные значения.

В разделах 3.2 и 3.3 работы указывалось, что при наличии полного охвата измерений, система КУ состоит из уравнений балансов потоков ЭЭ по линиям и в узлах исследуемого фрагмента схемы сети.

В уравнение узловых балансов j войдет узловое измерение j и измерения по концам всех ветвей, примыкающих к узлу j . Уравнение баланса по ветви ij

состоит из разности измерений по концам этой ветви, также учитываются технические потери, ΔW_{ij}^{mex} , которые являются расчетной величиной. Запишем полную систему КУ:

$$\begin{cases} \omega_j = \mathcal{E}_j^{u3M} + \sum_{i \in \sigma_j} \mathcal{E}_{ji}^{u3M}, & j=1, 2, \dots, N, \\ \omega_{ij} = \mathcal{E}_{ij}^{u3M} - \mathcal{E}_{ji}^{u3M} - \Delta \mathcal{E}_{ij}^{mex}, & ij=1, 2, \dots, M \end{cases}, \quad (3.29)$$

Количество уравнений равно $M + N$, где M - количество ветвей в схеме, N - число узлов. Невязки уравнений узловых и линейных балансов обозначены ω_j и ω_{ij} , соответственно.

С учетом (3.28), система (3.29) примет вид:

$$\begin{cases} \omega_j = \mathcal{E}_j^{ucm} + \zeta_j + \varepsilon_j + \sum_{i \in \sigma_j} (\mathcal{E}_{ji}^{ucm} + \zeta_{ji} + \varepsilon_{ji}), & j=1, 2, \dots, N, \\ \omega_{ij} = \mathcal{E}_{ij}^{ucm} + \zeta_{ij} + \varepsilon_{ij} - (\mathcal{E}_{ji}^{ucm} + \zeta_{ji} + \varepsilon_{ji}) - \Delta \mathcal{E}_{ij}^{mex}, & ij=1, 2, \dots, M \end{cases} \quad (3.30)$$

В каждое из КУ, составленных на основе узловых балансов, входит истинное значение узлового потока соответствующего узла \mathcal{E}_j^{ucm} , а также сумма истинных значений потоков по концам линий, подходящих к этому узлу $\sum_{i \in \omega_j} \mathcal{E}_{ji}^{ucm}$.

КУ линейных балансов в своем составе также содержат истинные значения потоков ЭЭ: \mathcal{E}_{ji}^{ucm} , \mathcal{E}_{ij}^{ucm} - величины потоков по разным концам рассматриваемой ветви. Очевидно, что для истинных значений потоков ЭЭ для любого временного промежутка строго выполняются уравнения узловых и линейных балансов ЭЭ:

$$\mathcal{E}_j^{ucm} + \sum_{i \in \sigma_j} \mathcal{E}_{ji}^{ucm} = 0, \quad j = 1, 2, \dots, N \quad (3.31)$$

$$\mathcal{E}_{ij}^{ucm} - \mathcal{E}_{ji}^{ucm} - \Delta \mathcal{E}_{ij}^{mex} = 0, \quad ij = 1, 2, \dots, M. \quad (3.32)$$

Если рассматриваемый промежуток времени T будет достаточно велик, с учетом (3.24) в системе уравнений (3.30), случайные ошибки могут быть приравнены нулю. Система КУ, полученная для большого периода T , примет вид:

$$\begin{cases} \omega_j^T = \zeta_j^T + \sum_{i \in \sigma_j} \zeta_{ji}^T, & j=1, 2, \dots, N, \\ \omega_{ij}^T = \zeta_{ij}^T - \zeta_{ji}^T - \zeta_{\Delta \mathcal{E}_{ij}^{mex}}^T, & ij=1, 2, \dots, M \end{cases} \quad (3.33)$$

Из структуры системы (3.33), поскольку общее количество уравнений системы меньше, чем число измерений, может быть сделан вывод о ее недоопределенности.

Более эффективным будет определение систематических погрешностей ИКЭЭ на основе как можно более длительного временного интервала.

Анализ (3.33) показывает, что признаком систематических погрешностей ИКЭЭ будет наличие постоянных невязок узловых и линейных КУ, содержащих данные, поступающие от комплексов учета с систематической ошибкой.

Более удобной и универсальной является матричная запись систем уравнений. Обозначим вектор невязок КУ как Ω ; матрицу коэффициентов, равных «-1», «0» или «+1», как G , неизвестный вектор систематических ошибок как $\Delta_{сис}$. Все данные берутся для длительного интервала времени T . Условно положительные направления потоков ЭЭ, а также размещение ИКЭЭ на схеме сети определяет распределение нулей и единиц прямоугольной матрицы коэффициентов G . Система (3.33) примет вид:

$$\Omega = G \cdot \Delta_{сис} \quad (3.34)$$

Ранее упоминалось, что система уравнений (3.33) является недоопределенной, соответственно ее матричная форма записи (3.34) также недоопределена. Следовательно, появляется задача выбора решения. Из всех решений системы (3.34) следует взять то, для которого норма вектора искомым систематических ошибок $\Delta_{сис}$ минимальна [42, 126]. Для каждого измерительного комплекса определен диапазон допустимых погрешностей, эту информацию также необходимо принимать во внимание при решение системы (3.34). Учет диапазона допустимых погрешностей возможен при минимизации следующей функции:

$$(\Delta_{сис}^T \cdot F^{-1} \cdot \Delta_{сис}) \rightarrow \min \quad (3.35)$$

здесь F^{-1} – диагональная весовая матрица, определяющая картину распределения узловых и линейных небалансов ЭЭ между ИКЭЭ.

Допустимая относительная погрешность измерительного комплекса учета определяется согласно формуле (1.6). Логично предположить, что чем больше величина, получившаяся при расчете (1.6), тем больше и систематическая ошибка этого комплекса учета. Составляющие весовой матрицы F^{-1} вычисляются через допустимую погрешность измерительного комплекса:

$$f_{ii}^{-1} = \frac{1}{(\delta_{I_i}^2 + \delta_{U_i}^2 + \delta_{OC_i}^2 + \delta_{Л_i}^2) \cdot (\mathcal{E}_i^{изм*})^2}. \quad (3.36)$$

Предположим, что вектор $\Delta_{сист}$ был определен, тогда с учетом (3.23), можно ввести такой поправочный коэффициент K_i^n для i -го измерительного комплекса учета ЭЭ, который устранил систематическую погрешность:

$$K_i^n = 1 + \frac{\Delta_{систi}}{\mathcal{E}_i^{изм}}. \quad (3.37)$$

С помощью множителя K_i^n данные об измерениях ЭЭ могут быть откорректированы таким образом, чтобы минимизировать влияние систематической погрешности. Поскольку систематическая ошибка постоянна в течение промежутков времени, то новые, откорректированные значения измерений ЭЭ могут быть получены согласно выражению:

$$\mathcal{E}_i^{кор} = K_i^n \cdot \mathcal{E}_i^{изм}. \quad (3.38)$$

Поскольку метрологических методов достоверизации недостаточно, подход, основанный на идее КУ, позволяет не только выявить наличие грубых ошибок в измерениях, но также определить систематическую погрешность каждого конкретного измерительного комплекса учета а также произвести соответствующую коррекцию измерений.

В случае если ИКЭЭ являются коммерческими, то есть на основании показаний производятся финансовые расчеты, производить коррекцию показаний не представляется возможным. В этом случае, описанный выше метод позволяет выделить комплексы учета, которым свойственна систематическая погрешность. В случае если величина математического ожидания ряда расчетных погрешностей превышает значение предельно допустимой погрешности комплекса учета,

делается вывод, что данный ИКЭЭ требует проведения внеочередной метрологической поверки.

3.9 Оценка достоверности измерений схемы, содержащей ненаблюдаемые участки.

В состав системы уравнений состояния ЭР входят две подсистемы балансов электроэнергии: в ветвях электрической схемы и в узлах схемы сети. После объединения двух подсистем и проведения алгебраических перестановок для получения нуля в правой части уравнений, в итоге получим систему, состоящую из $n+m$ линейных уравнений с $n+2m$ переменными (2.14). Ранее были рассмотрены три варианта соотношения измеренных переменных и количества уравнений в системе. Рассмотрим случай, когда ЭР является ненаблюдаемым, то есть количество уравнений больше, чем измеренных переменных. В этом случае вероятна ситуация, когда в большей части схемы сети ЭР является наблюдаемым, ненаблюдаемыми остаются лишь небольшие фрагменты. Вероятен случай, когда в наблюдаемой части сети избыточный состав измерений, тогда возможно применить алгоритмы оценки достоверности [127].

Расчет ЭР для схемы, содержащей ненаблюдаемые элементы, не может быть проведен. При этом существует расчет ЭР и оценка достоверности измерений ЭЭ в случае неполной наблюдаемости может быть осуществлена с помощью двух подходов. В первом случае ненаблюдаемый энергорайон эквивалентизируется в узел, при этом топология остальной сети сохраняется. В дальнейшем, к полученной сети могут быть применены любые методы оценки достоверности измерений ЭЭ. Невозможно рассчитать оценки потоков энергии и технические потери, следовательно, достоверизация измерений не наблюдаемого энергорайона невозможна. Второй подход связан с привлечением псевдоизмерений. В этом случае применение методов достоверизации позволит оценить наличие грубых ошибок в измерениях ненаблюдаемого энергорайона.

Минусом данного подхода является внесение дополнительной погрешности в расчет из-за привлечения псевдоизмерений.

Эквивалентирование ненаблюдаемого энергорайона может быть формализовано математической обработкой системы уравнений состояния ЭР. В разделе 3.2 описан топологический метод формирования системы контрольных уравнений, который одновременно позволяет оценить топологическую наблюдаемость каждого элемента. Метки наблюдаемости могут отсутствовать как у узловых инъекций ЭЭ, так и у перетоков по ветвям энергорайона. Эквивалентирование ненаблюдаемой части сети производится путем математического исключения из системы уравнений состояния переменных, не отмеченных меткой наблюдаемости. Каждый ненаблюдаемый энергорайон после преобразования представляется эквивалентным узлом. Например, в случае ненаблюдаемости переменной \mathcal{E}_{i-j} , потребуется исключить ее из всех уравнений, в которые она входит. Для этого необходимо сложить уравнение баланса для узлов i и j . В одном из уравнений переменная имеет коэффициент $+1$, в другом -1 . Итоговое уравнение будет избавлено от ненаблюдаемой переменной, при этом количество уравнений в системе станет меньше на одно, что говорит об уменьшении размерности эквивалентной схемы на один узел. Из начальной схемы была удалена ветвь $i-j$, которой не была присвоена метка наблюдаемости. Здесь речь идет о расчете ЭР в случае, если потери ЭЭ не учитываются, либо была произведена процедура разнеса потерь, описанная в главе 2. Эквивалентирование ненаблюдаемого энергорайона может быть произведено и в случае использования полной системы уравнений состояния, когда в ее состав входит подсистема баланса ЭЭ в узлах и в ветвях схемы сети. В этом случае в величину инъекции нового эквивалентного узла войдет также величина потерь в исключаемом элементе.

Данную процедуру удобно представить на примере.

Рассмотрим четырехузловую схему сети, представленную на рисунке 3.15. Наличие измерения обозначено символом W , величина и направление потока энергии указана рядом. Величина потерь $\mathcal{E}\mathcal{E}$ в каждой из ветвей схемы принята равной 10.

В одной из ветвей отсутствуют измерения и в начале, и в конце. На схеме это линия 2-3. Метка наблюдаемости будет отсутствовать у потоков $\mathcal{E}\mathcal{E}$ по линии 2-3 и у узловых измерений 2 и 3.

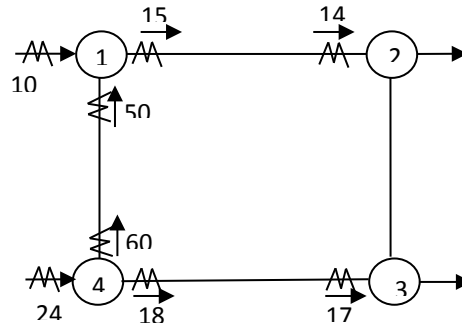


Рисунок 3.15 – Схема с неполным охватом измерений

Полная система уравнений состояния для схемы состоит из восьми уравнений балансов:

$$\begin{cases} \mathcal{E}_1 = \mathcal{E}_{1-2} - \mathcal{E}_{1-4}, \\ \mathcal{E}_2 = -\mathcal{E}_{2-1} + \mathcal{E}_{2-3}, \\ \mathcal{E}_3 = \mathcal{E}_{3-2} - \mathcal{E}_{3-4}, \\ \mathcal{E}_4 = \mathcal{E}_{4-1} + \mathcal{E}_{4-3}, \\ \Delta\mathcal{E}_{1-2} = \mathcal{E}_{1-2} - \mathcal{E}_{2-1}, \\ \Delta\mathcal{E}_{2-3} = \mathcal{E}_{3-2} - \mathcal{E}_{2-3}, \\ \Delta\mathcal{E}_{3-4} = \mathcal{E}_{4-3} - \mathcal{E}_{3-4}, \\ \Delta\mathcal{E}_{1-4} = \mathcal{E}_{4-1} - \mathcal{E}_{1-4}. \end{cases} \quad (3.38)$$

Удаление ненаблюдаемой ветви возможно путем простейших математических операций с тремя уравнениями системы: балансовых уравнений для узлов 2 и 3 и уравнению баланса в ветви 2-3. Простое суммирование этих трех уравнений позволит исключить оба ненаблюдаемых потока, поскольку например, \mathcal{E}_{2-3} входит в одно из уравнений с коэффициентом +1, а в другое – -1.

Система, полученная после проведенных операций, имеет вид:

$$\begin{cases} \underline{\mathcal{E}}_1 = \underline{\mathcal{E}}_{1-2} - \underline{\mathcal{E}}_{1-4}, \\ \underline{\mathcal{E}}_2 + \underline{\mathcal{E}}_3 + \Delta \underline{\mathcal{E}}_{2-3} = -\underline{\mathcal{E}}_{2-1} - \underline{\mathcal{E}}_{3-4}, \\ \underline{\mathcal{E}}_4 = \underline{\mathcal{E}}_{4-1} + \underline{\mathcal{E}}_{4-3}, \\ \Delta \underline{\mathcal{E}}_{1-2} = \underline{\mathcal{E}}_{1-2} - \underline{\mathcal{E}}_{2-1}, \\ \Delta \underline{\mathcal{E}}_{3-4} = \underline{\mathcal{E}}_{4-3} - \underline{\mathcal{E}}_{3-4}, \\ \Delta \underline{\mathcal{E}}_{1-4} = \underline{\mathcal{E}}_{4-1} - \underline{\mathcal{E}}_{1-4}. \end{cases} \quad (3.39)$$

Анализ системы позволяет сделать вывод, что в итоге ненаблюдаемый фрагмент был преобразован в узел с нагрузкой, эквивалентной нагрузкам двух узлов 2 и 3 с добавкой в виде потерь в линии между этими узлами. На рисунке 3.16 представлена схема преобразованной сети.

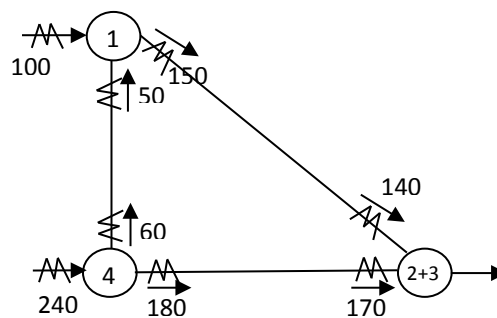


Рисунок 3.16 – Эквивалентная схема

Новый узел обозначен 2+3. Эквивалентная нагрузка узла 2+3 равна сумме нагрузок (или генераций) узлов 2 и 3 и потерь на линии 2-3, данная узловая нагрузка (генерация) является неизмеряемой.

В состав системы (3.39) входят только наблюдаемые переменные, после произведенных операций преобразованная схема обладает полной наблюдаемостью. Топология остальной части энергосистемы не была затронута преобразованиями, проверка их достоверности может быть произведена любым из перечисленных выше способом. Количество измерений, необходимых для обеспечения наблюдаемости в новой схеме, равно трем, число измерений - восемь, пять измерений избыточны.

Таким образом, из системы уравнений состояния исключаются все уравнения балансов, в которые входят переменные, не обладающие меткой наблюдаемости. Количество новых уравнений, вводимых в систему равно числу ненаблюдаемых фрагментов, не связанных между собой топологически.

Важно отметить, что эквивалентирование ненаблюдаемых энергорайонов не снижает точности оценки достоверности измерений, поскольку не вносятся никаких дополнительных переменных, обладающих погрешностями. В случае если в результате выявления плохих данных окажется, что в эквивалентной инъекции содержится грубая ошибка, выяснить, какое именно измерение из ненаблюдаемого энергорайона сбойное, невозможно.

Вторым подходом может быть введение псевдоизмерений для ненаблюдаемых переменных. Обычно, псевдоизмерения рассчитываются из ретроспективы с учетом тренда. Псевдоизмерения имеют значительно большую погрешность, по сравнению с измерениями. В случае оценки достоверности данных систем учета априорными методами, значительная ошибка псевдоизмерений может привести к тому, что величина невязки контрольного уравнения, в состав которого входит псевдоизмерение, будет больше допустимой. В случае если привлеченных псевдоизмерений несколько, количество контрольных уравнений с большими невязками будет значительным. При этом будет сложно сделать вывод о причине появления подобных невязок – вносит ли основной вклад ошибка псевдоизмерения, либо в контрольное уравнение входит измерение с грубой ошибкой.

Обнаружение грубых ошибок возможно также с помощью апостериорных методов. В этом случае, на первом шаге решается задача ЭР и вычисляются расчетные аналоги измерений. Второй шаг связан непосредственно с выявлением грубых ошибок, которое основано на анализе разницы между измерением и его расчетной величиной. В [41] описан способ максимально уменьшить негативное воздействие значительных ошибок псевдоизмерений на точность расчета ЭР. Для этого все начальные значения элементов вектора псевдоизмерений принимаются равными нулю. После выполнения первой итерации, вектор псевдоизмерений заполняется расчетными аналогами соответствующих измерений. После второй итерации вектор псевдоизмерений снова уточняется. Процедура повторяется до стабилизации.

Плюсом данного алгоритма является возможность оценить достоверность измерений, относящихся к ненаблюдаемому фрагменту схемы, однако нельзя исключать возможность ошибочных выводов о наличии/отсутствии грубой ошибки вследствие значительных относительных погрешностей псевдоизмерений.

Выводы по главе 3

1. На основе метода контрольных уравнений, разработанного в Институте систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, получены значимые практические методики для повышения достоверности измерений электроэнергии.

2. Топологический метод формирования системы контрольных уравнений является простым и наглядным. Алгебраический метод более формализован, по сравнению с топологическим. Формирование системы контрольных уравнений алгебраическим методом позволяет оценить наблюдаемость энергораспределения, а также оценить количество избыточных измерений.

3. Показано, что избыточный состав измерений позволяет получить расчетные оценки, обладающие меньшей погрешностью, по сравнению с самими измерениями. Метод контрольных уравнений позволяет составить группы проверочных выражений для наиболее ответственных измерений. Важным условием для проверки особо важных коммерческих измерений является локальная избыточность этих измерений.

4. Показано, что зависимость предельно допустимой погрешности измерительного комплекса от объема измеряемой электроэнергии повысит эффективность оценки достоверности измерений. Чем больше измеряемый объем электроэнергии, тем выше должна быть точность всех средств измерений, входящих в состав комплекса учета.

5. В практической деятельности рекомендуется производить детализированный расчет (не)балансов электроэнергии на энергообъектах, что подразумевает расчет (не)балансов не в целом для энергообъекта, а с его разбивкой до уровня подсистем, подстанций, шин, секций, отдельных линий

электропередачи и трансформаторов. Для проведения данной процедуры требуется полный охват схемы ИКЭЭ. При этом возможна прямая локализация сбойных измерений на этапе анализа (не)балансов электроэнергии.

6. Современные автоматизированные системы учета имеют большие статистические архивы. С помощью математической обработки выборок измерений можно произвести идентификацию статистических характеристик погрешностей каждого измерительного комплекса ЭЭ, то есть систематических и случайных погрешностей. Данная операция даст возможность выявлять комплексы, требующие внеочередной проверки.

7. Применение описываемых методов возможно в случае неполной наблюдаемости рассматриваемой сети. Ненаблюдаемые ветви исключаются из расчетной модели путем объединения в район конечных узлов. Далее к измерениям возможно применение любых методов достоверизации. Топология всей остальной сети остается неизменной.

8. Предложенные методики оценки достоверности измерений электроэнергии могут быть реализованы программными методами и использованы на верхнем уровне автоматизированной системы учета и контроля электроэнергии.

4. АПОСТЕРИОРНЫЕ И РОБАСТНЫЕ МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ ПЛОХИХ ДАННЫХ

Первая и вторая части главы посвящена анализу апостериорных методов и их разрешающей способности. Приведены теоретические основы метода достоверизации на основе анализа остатков оценивания. Представлены расчеты различных режимов, произведена оценка точности методик.

В третьей части рассмотрены методы оценки достоверности, которые применяются в процессе решения задачи ЭР и направлены на модификацию целевой функции для максимального снижения влияния грубых ошибок на результат расчета.

4.1 Использование остатков оценивания в задаче достоверизации измерений электроэнергии

После решения задачи ЭР каждому измерению ставится в соответствие его вычисленное значение – расчетная оценка. Совместный анализ вектора измерений и вектора расчетных оценок позволит судить о достоверности измерений [128-129]. Если фактическое измерение близко к величине, полученной при вычислениях (при отсутствии погрешностей и грубых ошибок во всех измерениях совпадает), можно сделать вывод, что измерение достоверно. Чем больше разница между измерением и расчетным аналогом, тем более подозрительным является данное измерение.

Остатком оценивания принято называть отклонение расчетного значения потока ЭЭ от его измерения:

$$r = \mathcal{E}^{изм} - \mathcal{E}^{расч}, \quad (4.1)$$

где r - вектор остатков оценивания измерений по всем точкам учета, $\mathcal{E}^{изм}$ и $\mathcal{E}^{расч}$ - вектора измеренных и расчетных значений потоков ЭЭ.

Расчетное значение измеренного потока ЭЭ (оценка) может быть определено о формуле [41]:

$$\mathcal{E}^{расч} = \mathcal{E}^{изм} - R_{\mathcal{E}}(A_k)^T \left(A_k \cdot R_{\mathcal{E}} \cdot (A_k)^T \right)^{-1}, \quad (4.2)$$

где $R_{\mathcal{E}}$ – весовая диагональная ковариационная матрица дисперсий ошибок измерений в абсолютных единицах, $A_k = \frac{\partial \omega_k}{\partial \mathcal{E}^{изм}}$ – матрица коэффициентов в системе КУ, $\omega_k(\mathcal{E}^{изм})$ обозначает уравнение номер k в системе контрольных.

В методах апостериорного анализа вместо остатков (4.1) часто используют взвешенные r_w и нормализованные r_N остатки оценивания [62], выражения для которых приведены ниже:

$$r_w = R_{\mathcal{E}}^{-1/2} \cdot r, \quad (4.3)$$

$$r_N = D^{-1/2} \cdot r, \quad (4.4)$$

здесь D – ковариационная диагональная матрица остатков оценивания, далее рассматривается вычисление ее элементов.

По аналогии с [42], в качестве весов для вычисления взвешенных остатков используются дисперсии погрешностей измерений каждого ИКЭЭ, выраженные в абсолютных единицах.

В общем виде система контрольных уравнения может быть представлена:

$$\omega_k(\mathcal{E}^{изм}) - A_k(\mathcal{E}^{изм} - \mathcal{E}^{ист}) = 0 \quad (4.5)$$

В главе 2 было описано, что для истинных значений потоков ЭЭ балансовые отношения (2.1) и (2.2) всегда строго выполняются. С учетом этого выражение (4.1) примет вид:

$$r = R_{\mathcal{E}}(A_k)^T \left(A_k \cdot R_{\mathcal{E}} \cdot (A_k)^T \right)^{-1} \cdot A_k \cdot \zeta_{\mathcal{E}}, \quad (4.6)$$

здесь $\zeta_{\mathcal{E}}$ представляет вектор-столбец фактических погрешностей измерений.

Остатки оценивания измерений могут быть связаны с погрешностями измерений $\zeta_{\mathcal{O}}$ с помощью матрицы чувствительности остатков W [41, 42], выражение для расчета которой представлено ниже:

$$W = R_{\mathcal{O}}(A_k)^T (A_k \cdot R_{\mathcal{O}} \cdot (A_k)^T)^{-1} \cdot A_k \quad (4.7)$$

Матрица чувствительности остатков W является симметричной и при умножении на саму себя остается неизменной (является идемпотентной), поэтому выражение для ковариационной матрицы имеет следующий вид:

$$E(rr^T) = E(W\zeta_{\mathcal{O}}\zeta_{\mathcal{O}}^T W^T) = W \cdot R_{\mathcal{O}} \quad (4.8)$$

Рассчитав (4.8), можно найти диагональную ковариационную матрицу остатков оценивания D :

$$D = \text{diag}(W \cdot R_{\mathcal{O}}) \quad (4.9)$$

Таким образом, по формулам (4.3) и (4.4) могут быть вычислены нормализованные и взвешенные остатки оценивания. Причем, исходя из расчетных выражений, величина нормализованного остатка всегда больше, чем взвешенного. Апостериорный анализ достоверности, опирающийся на сравнение нормализованных остатков r_N , обладает большей чувствительностью, чем исследование взвешенных остатков r_w .

Исходя из величины и соотношения остатков r_w и r_N судят о достоверности имеющихся измерений. Данные остатки, оценивания которых являются наибольшими, признаются ошибочными и отбраковываются. За один цикл расчетов рекомендуется исключать только одно измерение, остаток оценивания которого имеет наибольшую величину.

Методы, основанные на апостериорном анализе требуют больших временных затрат и являются более трудоемким по сравнению с априорным анализом измерений. При этом использование нормализованных остатков требует больше времени для проведения вычислений, чем анализ взвешенных остатков оценивания. Это связано с необходимостью вычисления матрицы D , размерность

которой зависит от количества измерений. Однако, существует ряд примеров, когда применение априорного анализа к выявлению недостоверных измерений не дает никаких результатов, в то время как идентификация грубых ошибок апостериорными методами позволяет выявить плохие данные. Причиной является невозможность получения контрольных уравнений, не содержащих в своем составе ошибочных измерений, при определенном составе измерений и их расположение на графе сети. Следовательно, невязка любого контрольного уравнения превышает допустимое значение и тем самым измерения нельзя разбить на «плохие» и «хорошие», все они относятся к группе «подозрительных».

Таким образом, методы апостериорного анализа обладают большей разрешающей способностью, по сравнению с априорными. Применение апостериорного анализа после отбраковки части плохих измерений априорными методами позволит снизить количество расчетов. Большинство ошибочных измерений будут исключены уже на первом этапе расчетов. Такой подход позволит провести анализ достоверности измерений более эффективно, а также получить более точные оценки измерений.

4.2 Анализ взвешенных и нормализованных остатков оценивания для измерений ЭЭ

Интересен анализ работы апостериорных методов выявления грубых ошибок для измерений ЭЭ. В работе [42] показано, что максимальный взвешенный остаток не всегда соответствует измерению, содержащему грубую ошибку, в отличие от нормализованного, который выявляет измерение с грубой ошибкой во всех случаях. Исследования проводились для традиционной для энергетики теории оценивания состояния и измерений, источником которых служат системы телеметрии.

Далее будет проанализирован ряд тестовых примеров, демонстрирующих работу апостериорных методов достоверизации измерений.

Рассмотрим пятиузловую сложносвязанную сеть, изображенную на рисунке 4.1. Наличие узловых и линейных измерений обозначено символом W . В рассматриваемой сети отсутствуют измерения потоков ЭЭ по всем линиям со стороны узлов 2 и 4. Оценка достоверности измерений балансовым методом для данной сети в целом невозможна. Выражения фактического и допустимого небалансов могут быть сформированы только для узлов с полным охватом присоединений измерениями (узлы 3 и 5), то есть в данной сети измерения связей со стороны узлов 1, 2 и 4 проверены быть не могут.

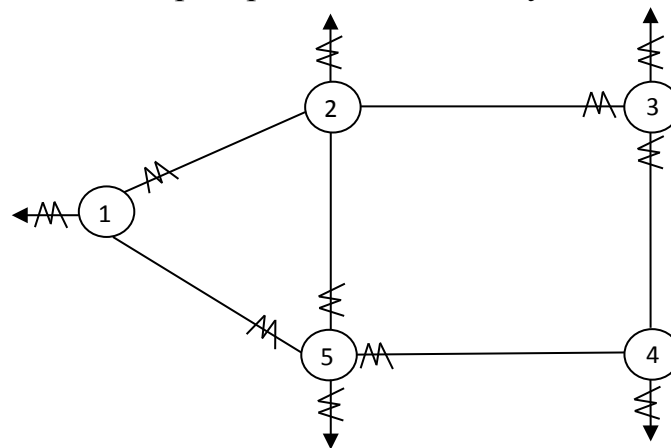


Рисунок 4.1 Пятиузловой фрагмент сети

Тем не менее, сеть имеет избыточный состав измерений за счет наличия измерительных комплексов ЭЭ на втором конце линий. Количество измерений, необходимых для обеспечения наблюдаемости ЭР равно числу ветвей, в данной сети 6. Общее число измерений составляет 11. Пять избыточных измерений позволяет составить пять контрольных уравнений. Далее будет произведена оценка достоверности измерений ЭЭ с помощью апостериорных методов: анализ взвешенных и нормализованных остатков оценивания. Остатки оценивания рассчитываются с помощью системы КУ. В качестве тестовых будут приняты суточные измерения ЭЭ при различных изменениях режима за промежутки времени.

Первым рассматривается набор суточных измерений ЭЭ для сети 4.1 при неизменном режиме в каждый из 24 часов.

Узловые мощности сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 Нагрузки узлов, режим №1

Номер узла	P нагрузки, МВт	Q нагрузки, МВАр
1	43,2	12,9
2	70	35
3	-200	-100
4	30	15
5	50	25

Потоки мощности по ветвям сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Потоки мощности в начале и конце ветвей, режим №1.

Узел начала	Узел конца	P начала, МВт	Q начала, МВАр	P конца, МВт	Q конца, МВАр
1	2	24,5498	10,1295	24,7349	8,5360
1	5	18,6003	2,7211	18,7593	2,0827
2	5	-9,1902	-3,1130	-9,1473	-4,3259
2	3	103,9375	46,3349	107,2922	56,7762
3	4	-92,6241	-43,5412	-91,0288	-41,3233
4	5	-61,0442	-26,2152	-59,6112	-22,6238

В таблице 4.3 и 4.4 представлены активная и реактивная энергии за 24 часа для заданной схемы.

Таблица 4.3 – Активная и реактивная энергия за сутки, нагрузки узлов.

Номер узла	Эр, МВтч	Эq, МВАрч
1	-1036,8	-309,6
2	-1680	-840
3	4800	2400
4	-720	-360
5	-1200	-600

Таблица 4.4 – Активная и реактивная энергии за сутки, потоки начала и конца ветвей.

Узел начала	Узел конца	Эр начала, МВтч	Эq начала, МВАрч	Эр конца, МВтч	Эq конца, МВАрч
1	2	589,1952	243,1080	593,6376	204,864
1	5	446,4072	65,3064	450,2232	49,985
2	5	-220,5650	-74,7120	-219,5350	-103,822
2	3	2494,50	1112,038	2575,013	1362,629
3	4	-2222,98	-1044,990	-2184,690	-991,759
4	5	-1465,06	-629,1650	-1430,670	-542,971

Технические потери в линиях рассчитаны заранее и считаются известными. Исходная информация для расчетов собрана в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Исходная информация по измерениям. Режим №1.

Наименование	ЭЭ, МВтч*	Пред. доп. погрешность ИКЭЭ - δ, %	Пред. доп. погрешность измерения – δ, МВтч
Э ₁	-1036,8	1	10,4
Э ₂	-1680,0	1	16,8
Э ₃	4800,0	1	48,0
Э ₄	-720,0	1	7,2
Э ₅	-1200,0	1	12,0
Э ₁₂	589,2	1	5,9
Э ₅₁	-450,2	1	4,5
Э ₅₂	219,5	1	2,2
Э ₃₂	-2575,0	1	25,8
Э ₃₄	-2223,0	1	22,2
Э ₅₄	1430,7	1	14,3
*- обозначает, что поток «вытекает» из узла.			

Информация, содержащаяся в таблице 4.5 не содержит ошибок и погрешностей и является сбалансированной.

Система контрольных уравнений, составленная для исходной сети и данного состава измерений имеет следующий вид:

$$\begin{cases} \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_{12} - \mathcal{E}_{51} - \Delta\mathcal{E}_{15} = 0; \\ \mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_{12} - \Delta\mathcal{E}_{12} - \mathcal{E}_{52} - \Delta\mathcal{E}_{25} - \mathcal{E}_{32} - \Delta\mathcal{E}_{23} = 0; \\ \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{32} + \mathcal{E}_{34} = 0; \\ \mathcal{E}_4 - \mathcal{E}_{34} - \Delta\mathcal{E}_{34} - \mathcal{E}_{54} - \Delta\mathcal{E}_{45} = 0; \\ \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{51} + \mathcal{E}_{52} + \mathcal{E}_{54} = 0. \end{cases} \quad (4.10)$$

Для начала должны быть получены оценки измерений (4.2):

Теперь можно вычислить взвешенные и нормализованные остатки оценивания согласно выражениям (4.3), (4.4). Процесс вычисления взвешенного и нормализованного остатка оценивания приведен для узлового измерения в первом узле \mathcal{E}_1 :

$$r_w = \frac{|-0,79|}{\sqrt{26,87}} = 0,40, \quad (4.14)$$

$$r_N = \frac{|-0,79|}{\sqrt{18,11}} = 0,19. \quad (4.15)$$

Аналогичным образом вычислены остатки оценивания для остальных измерений, результаты расчетов сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Остатки оценивания для измерений

Параметр	Измерение, $\mathcal{E}_{изм}$	Оценка, $\mathcal{E}_{расч}$	Остаток, r	Взвешенный остаток, r_w	Нормализованный остаток, r_N
\mathcal{E}_1	-1036,8	-1036,01	-0,79	0,15	0,19
\mathcal{E}_2	-1680,0	-1680,13	0,13	0,02	0,03
\mathcal{E}_3	4800,0	4798,53	1,47	0,06	0,07
\mathcal{E}_4	-720,0	-719,99	-0,01	0,00	0,01
\mathcal{E}_5	-1200,0	-1199,92	-0,08	0,01	0,02
\mathcal{E}_{12}	589,2	589,47	-0,27	0,09	0,19
\mathcal{E}_{51}	-450,2	-450,36	0,14	0,06	0,15
\mathcal{E}_{52}	219,5	219,51	-0,01	0,00	0,03
\mathcal{E}_{32}	-2575,0	-2575,11	0,11	0,01	0,01
\mathcal{E}_{34}	-2223,0	-2223,43	0,43	0,04	0,04
\mathcal{E}_{54}	1430,7	1430,77	-0,07	0,01	0,01

Отличие от остатков от нуля обусловлено погрешностью расчета, связанной с округлением исходных потоков $\mathcal{E}\mathcal{E}$, которые взяты в качестве измерений. Величины как взвешенных, так и нормализованных остатков не выходят за пределы диапазона (-1..+1).

Следующим рассматривается случай, когда в измерения добавлен «шум» в пределах класса точности ИКЭЭ, он составляет 1 %. Потери считаются

рассчитанными заранее и известными. Измерения режима №2 представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Исходная информация по измерениям. Режим №2.

Наименование	ЭЭ, МВтч*	Пред. доп. погрешность ИКЭЭ - δ , %	Пред. доп. погрешность измерения - δ , МВтч
Э ₁	-1028,51	1	10,3
Э ₂	-1663,20	1	16,6
Э ₃	4795,20	1	48,0
Э ₄	-720,00	1	7,2
Э ₅	-1190,40	1	11,9
Э ₁₂	592,73	1	5,9
Э ₅₁	-445,72	1	4,5
Э ₅₂	221,51	1	2,2
Э ₃₂	-2580,16	1	25,8
Э ₃₄	-2216,31	1	22,2
Э ₅₄	1420,65	1	14,2

*- обозначает, что поток «вытекает» из узла.

Для режима рассчитаны взвешенные и нормализованные остатки, результаты приведены в левой части таблицы 4.8. Правая часть представляет собой расчеты при внесении «сбойного измерения» $\mathcal{E}_{52} = -500$.

Таблица 4.8 – Результаты расчета режима №2, остатки оценивания.

Параметр	$\mathcal{E}^{расч}$	r	r_w	r_N	$\mathcal{E}^{расч}$	r	r_w	r_N
Э ₁	-1033,44	4,93	0,96	1,17	-1022,38	-6,12	1,19	1,45
Э ₂	-1669,60	6,40	0,77	1,33	-1864,45	201,25	24,20	42,25
Э ₃	4780,67	14,53	0,61	0,65	4640,79	154,41	6,44	6,87
Э ₄	-720,81	0,81	0,16	0,74	-693,52	-26,48	5,30	24,08
Э ₅	-1194,35	3,95	0,66	0,97	-897,96	-292,44	49,13	74,03
Э ₁₂	591,90	0,83	0,28	0,56	620,32	-27,59	9,31	18,84
Э ₅₁	-445,35	-0,37	0,17	0,40	-405,87	-39,85	17,88	43,30
Э ₅₂	221,49	0,02	0,02	0,15	-430,22	-69,78	27,91	89,68
Э ₃₂	-2568,97	-11,19	0,87	1,03	-2140,54	-439,62	34,08	40,83
Э ₃₄	-2211,70	-4,61	0,42	0,47	-2500,25	283,94	25,62	29,06
Э ₅₄	1418,21	2,45	0,34	0,44	1734,05	-313,40	44,12	56,79

Анализ левой части таблицы показывает, что величины взвешенных и нормализованных остатков выросли по сравнению с «незашумленным» режимом №1. Согласно [41], необходимо подвергать сомнению измерения, нормализованные или взвешенные остатки которых выходят за границы диапазона (-1..+1). В нашем случае, используя данный критерий, необходимо подвергнуть сомнению измерения первого и второго узлов, а также измерения в линии 32, однако, превышение данного интервала незначительно.

Правая часть таблицы, представляет расчеты для случая грубой ошибки в Θ_{52} . В [42] рассмотрено применение апостериорных методов к традиционной для энергетики теории оценивания состояния. Применение нормализованных остатков для выявления недостоверных измерений среди данных телеметрии не всегда дает хороший результат, указывая на измерения, не содержащие грубых ошибок. Утверждается, что оценка достоверности с использованием нормализованных остатков выявляет грубые ошибки в телеметрии во всех случаях.

Как видно из таблицы 4.8, применение взвешенных и нормализованных остатков для оценки достоверности данных систем учета ЭЭ дает положительные результаты. Из анализа правой части таблицы следует, что максимальные, как взвешенный, так и нормализованный, остатки соответствуют измерению, содержащему грубую ошибку. При этом наблюдается эффект «размазывания», грубая ошибка одного измерения значительно искажает расчетные оценки остальных, особенно близко расположенных измерений ЭЭ.

Максимально «усложненные» условия – это наличие реверсивных перетоков по линиям. Режим №3 соответствует условию реверса по линии 1-5. Таблица 4.9 представляет результаты расчетов для режима №3 в случае измерений без погрешностей (левая часть таблицы), измерения с шумом в пределах класса точности ИКЭЭ (средняя часть таблицы), измерение с грубой ошибкой (правая часть таблицы).

Таблица 4.9. – Результаты расчетов. Остатки оценивания для режима №3.

Параметр	$\mathcal{E}_{расч}$	\hat{r}	\hat{r}_w	\hat{r}_N	$\mathcal{E}_{расч}$	\hat{r}	\hat{r}_w	\hat{r}_N	$\mathcal{E}_{расч}$	\hat{r}	\hat{r}_w	\hat{r}_N
\mathcal{E}_1	-440,94	-0,66	0,30	0,37	-441,13	-1,79	0,81	1,01	-442,35	-0,58	0,26	0,33
\mathcal{E}_2	-2040,17	0,17	0,02	0,03	-2031,64	7,96	0,79	1,20	-2276,00	252,32	24,94	38,31
\mathcal{E}_3	4799,46	0,54	0,02	0,02	4786,42	-24,82	1,04	1,13	4650,86	110,74	4,65	5,02
\mathcal{E}_4	-720,00	0,00	0,00	0,00	-716,62	-1,94	0,54	1,77	-694,60	-23,96	6,67	21,91
\mathcal{E}_5	-1440,11	0,11	0,01	0,02	-1438,79	-9,85	1,36	1,76	-1079,68	-368,96	50,94	67,81
\mathcal{E}_{12}	301,88	-0,31	0,21	0,38	301,06	-1,00	0,66	1,22	305,87	-5,81	3,87	7,09
\mathcal{E}_{51}	-141,63	0,07	0,10	0,37	-142,64	0,09	0,13	0,47	-139,04	-3,51	4,93	18,49
\mathcal{E}_{52}	176,22	0,00	0,00	0,00	175,37	-0,20	0,23	2,18	-440,64	-59,36	23,74	81,13
\mathcal{E}_{32}	-2603,34	-0,13	0,01	0,01	-2593,12	-20,75	1,59	1,96	-2226,29	-387,58	29,66	36,88
\mathcal{E}_{34}	-2196,13	0,09	0,01	0,01	-2193,30	12,63	1,16	1,32	-2424,57	243,90	22,37	25,67
\mathcal{E}_{54}	1405,51	0,09	0,01	0,02	1406,06	-1,86	0,27	0,35	1659,36	-255,16	36,34	48,65

Анализ расчетов, основанных на данных режима №2, показывает, что в случае реверсивных перетоков применение апостериорного анализа также дает положительные результаты.

При измерениях, не содержащих погрешностей, величина, как взвешенных, так и нормализованных остатков, невелика, их присутствие объясняется наличием погрешности округления. Наличие погрешностей измерений в пределах классов точности измерительных приборов приводит к увеличению остатков оценивания, тем больше, чем менее точны средства измерения, входящие в состав измерительного комплекса. Перечисленные причины приводят к необходимости увеличения интервала доверия к измерениям. Величина интервала должна зависеть от предельно допустимых погрешностей ИКЭЭ, установленных в рассматриваемом фрагменте. При наличии грубой ошибки максимальный взвешенный остаток не всегда соответствует точке плохого данного. Применение анализа нормализованных остатков показало хорошие результаты.

В рассматриваемых примерах порядок измерений отличался приблизительно в 10 раз, при этом, несмотря на то, что величины ошибок в абсолютных единицах были одинаковы, значения относительных ошибок также отличались более чем в 20 раз, что привело к значительному «размазыванию»

больших по абсолютной величине погрешностей на соседние измерения, имеющие более маленький масштаб.

В ситуации, когда масштабы измерений примерно одинаковы, даже в случае «зашумления» измерений, анализ остатков оценивания дает хороший результат. Выявление грубой ошибки также происходит верно. Вышесказанное демонстрирует расчет простой четырехузловой схемы, изображенной на рисунке 4.2. Измерения, нанесенные на схему 4.2, не содержат грубых ошибок, однако уравнения состояния ЭР не соблюдаются в точности, поскольку измерения содержат ошибки, не превышающие предельно допустимую величину, определяемую формулой (1.8) и принятую равной 1,48 % для всех ИКЭЭ схемы.

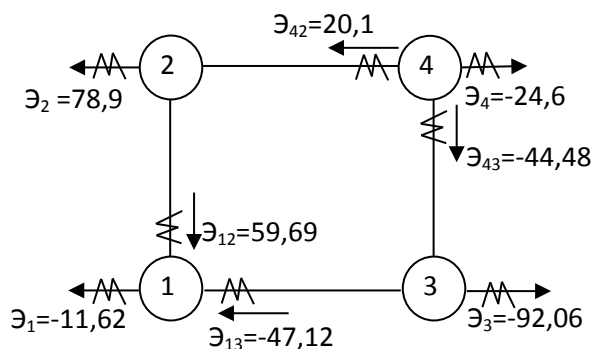


Рисунок 4.2 – Четырехузловой фрагмент сети, измерения

Анализ остатков оценивания, приведенных в левой части таблицы 4.10 показывает, что все измерения можно считать достоверными, поскольку ни один из взвешенных и нормализованных остатков не выходит за границы диапазона (-1..+1). В средней части таблицы представлены аналогичные расчеты при внесенном измерении с грубой ошибкой ($\mathcal{E}_{42} = -100$), при этом максимальная величина взвешенного и нормализованного остатков соответствует плохому данному. После исключения измерения из расчета, модуль величин остатков не превышает 1, что говорит о достоверности всех остальных измерений. Расчет схемы с исключенным из вектора измерений \mathcal{E}_{42} приведен в правой части таблицы 4.10.

Таблица 4.10. Остатки оценивания для четырехузлового фрагмента сети.

Параметр	$\mathcal{E}^{расч}$	\hat{r}	\hat{r}_w	\hat{r}_N	$\mathcal{E}^{расч}$	\hat{r}	\hat{r}_w	\hat{r}_N	$\mathcal{E}^{расч}$	r	r_w	r_N
\mathcal{E}_1	-11,62	0,003	0,004	0,01	-12,82	1,20	1,71	3,15	-11,77	0,15	0,35	0,10
\mathcal{E}_2	79,67	-0,773	0,750	0,94	56,60	22,30	21,62	28,96	80,24	1,34	1,24	1,06
\mathcal{E}_3	-91,41	-0,654	0,614	0,79	-81,14	-10,92	10,27	13,30	-92,16	0,10	0,08	0,06
\mathcal{E}_4	24,67	-0,086	0,106	0,15	38,67	-14,09	17,25	28,68	25,00	0,42	0,69	0,59
\mathcal{E}_{12}	59,09	0,600	0,615	0,74	70,40	-10,71	10,98	13,54	59,43	0,26	0,27	0,12
\mathcal{E}_{13}	-47,47	0,347	0,373	0,46	-57,58	10,46	11,24	14,19	-47,67	0,55	0,66	0,26
\mathcal{E}_{42}	19,97	0,126	0,161	0,22	-14,41	-85,59	79,14	101,23	-	-	-	-
\mathcal{E}_{43}	-44,64	0,160	0,174	0,21	-24,26	-20,22	21,98	29,75	-45,19	0,71	0,87	3,13

4.3 Робастные методы оценки достоверности измерений систем учета ЭЭ

Робастные методы [83-86, 130-134], применяемые в процессе решения задачи ОС направлены на минимизацию эффекта «размазывания» грубых ошибок. Целевая функция, которая в традиционной задаче является квадратичной, модифицируется определенным образом для снижения влияния грубых ошибок на результаты расчетов.

Применение робастных критериев в процессе решения задачи ЭР позволяет обнаружить плохие данные и значительно снизить их влияние на расчетные оценки потоков ЭЭ.

Целевая функция задачи ЭР представляется в виде:

$$F = \sum_{i=1}^k \frac{1}{\delta_i} \left(\frac{\mathcal{E}_i^{изм} - \mathcal{E}_i^{расч}}{\mathcal{E}_i^{изм*}} \right)^2 \quad (4.16)$$

Решение задачи ЭР находится исходя из минимума целевой функции. В качестве весовых коэффициентов используются предельно допустимые погрешности ИКЭЭ, установленных на энергообъектах.

В апостериорных методах большие остатки оценивания с большой вероятностью соответствовали плохим измерениям, при этом расчетные оценки «соседних» измерений, расположенных близко на графе сети искажались за счет

грубой ошибки в плохом измерении. Рост целевой функции, применяемой в робастных методах, ограничивается при появлении остатков оценивания значительной величины.

Особенностью измерений ЭЭ является большая вероятность ее недоучета, то есть большая часть погрешностей, особенно систематических, отрицательна. Основными причинами являются ненормальная загрузка измерительных ТТ и ТН, отличный от номинального тангенс нагрузки, значительная величина падения напряжения в линии связи между измерительным ТН и счетчиком. Положительные систематические погрешности измерений ЭЭ маловероятны. Весовые коэффициенты в целевой функции определяют степень доверия к измерению и зависят от величины остатка оценивания (4.1). Если остаток оценивания для измерения не превышает предельно допустимой погрешности ИКЭЭ, то может быть сделан вывод об отсутствии грубых ошибок, целевая функция в этом случае может не модифицироваться и оставаться квадратичной. Положительный остаток оценивания соответствует положительной погрешности измерения ИКЭЭ, что маловероятно, поэтому весовой коэффициент при данном измерении может быть увеличен. Отрицательный остаток оценивания и отрицательная погрешность измерения должны привести к уменьшению весового коэффициента при данном измерении в целевой функции и снижению доверия к измерению. Чем сильнее остаток оценивания превышает значения предельно допустимых погрешностей, тем более низким должна быть степень доверия к данному измерению и тем ниже должен быть весовой коэффициент. Таким образом, в зависимости от величины относительного остатка оценивания должен меняться вид целевой функции - от квадратичного, в интервале до предельно допустимых значений, до функций более низкого порядка вне этого интервала.

Выводы по главе 4

1. Показано, что применение методов апостериорного анализа возможно для измерений электроэнергии в рамках модели энергораспределения.

2. Показано, что по сравнению с априорным анализом, данные методы апостериорного анализа требуют значительно больших расчетов, поскольку приходится оперировать с матрицами, размерность которых зависит от количества измерений. Однако, разрешающая способность методов апостериорного анализа выше.

3. Анализ нормализованных остатков оценивания дает более точный результат по сравнению с анализом взвешенных остатков, хотя требует больших вычислительных затрат. Максимальный взвешенный остаток не всегда соответствует измерению с грубой ошибкой.

4. Робастные методы могут быть применены для повышения достоверности измерений электроэнергии, но требуют дальнейшей проработки.

5. ПРОВЕРКА МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ФРАГМЕНТЕ ЕЭС РОССИИ

Пятая глава посвящена вопросам практического применения методов анализа достоверности измерений электроэнергии, полученных от систем учета.

Расчеты выполнены с использованием выборки измерений, полученных от системы учета электроэнергии ЕЭС России. Анализируется работа методов определения систематической погрешности измерительных комплексов учета, вопросы выявления плохих данных. Последняя часть главы связана с анализом системы учета реактивной мощности, ее состоянием и возможными перспективами.

5.1 Исходные данные и формирование расчетной схемы для оценки достоверности измерений фрагмента Кировской энергосистемы

Для апробации методов достоверизации измерений систем учета ЭЭ, а также для выявления комплексов учета, систематическая погрешность которых выходит за границы класса точности, были проведены расчеты на выборке измерений, полученных от системы АСКУЭ ЕЭС России.

Для расчетов был выбран фрагмент Кировской энергосистемы, карта-схема которого представлена на рисунке 5.1. Выбранный участок сети состоит из семи подстанций: ПС 220кВ Марадыково, Киров, Мураши, Чепецк, Лебяжье, Котельнич и ПС 500кВ Вятка. Рассматриваемая сеть состоит из четырехузлового кольца и трех радиальных участков.

Источником измерений служит автоматизированная система учета ЭЭ, период измерений с 2 ноября по 5 декабря 2012 года, объем выборки составил 792 часовых интервала. Для расчетов использовались измерения прием/отдача активной и реактивной энергий.



Рисунок 5.1 – Карта-схема фрагмента сети Кировской энергосистемы

Для расчета параметров схемы замещения использовались типы трансформаторов, установленные на объектах, и марки проводов высоковольтных линий, связывающих подстанции. Конфигурация сети составлялась с использованием электрических схем подстанций, расположение ИКЭЭ соответствовало схемам расстановки измерительных комплексов.

Конфигурация схемы замещения изображена на рисунке 5.2.

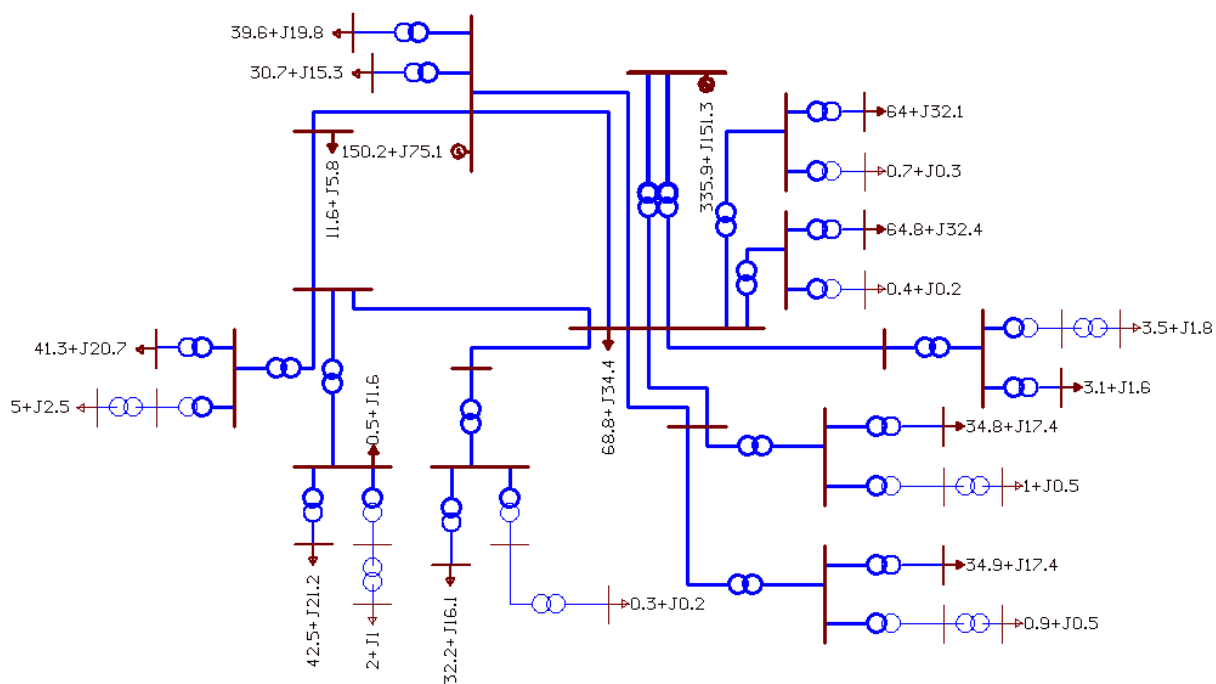


Рисунок 5.2 - Конфигурация схемы замещения

Исходный режим нагрузки принят средним на интервале выборки измерений.

Граф сети с нумерацией узлов и расстановкой измерений представлен на рисунке 5.3.

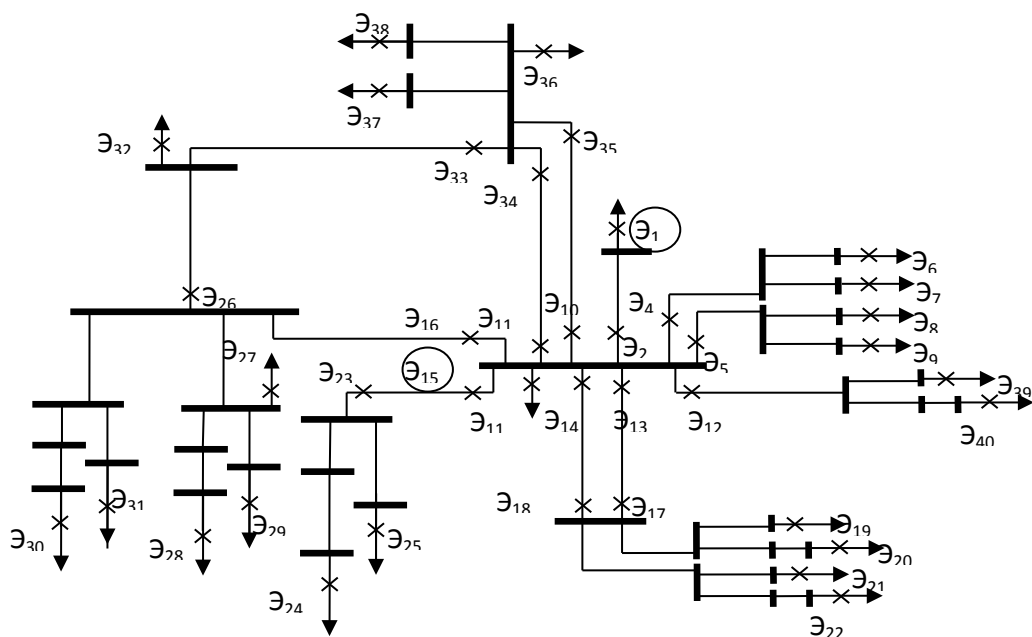


Рисунок 5.3 – Граф сети, нумерация узлов и измерений

Число узлов составляет 38, число ветвей 38, количество установленных ИКЭЭ равно 40. При этом в схеме замещения появились «фиктивные» узлы, прием/отдача, ЭЭ в которых равна нулю, узлов такого типа 11, несмотря на то, что ИКЭЭ в этих точках сети нет, величина узловой ЭЭ известна и равна нулю. Также в схеме последовательно с силовыми включены линейные трансформаторы. Фактически количество узлов в схеме замещения равно 27, число линий составляет 34. Состав измерений избыточен, что позволяет использовать метод КУ для достоверизации измерений.

Источником измеряемых данных является автоматизированная система учета ЭЭ. Расчеты были проведены для выборки почасовых измерений энергии. В качестве исходных данных приняты измерения приема/отдачи активной и реактивной энергий за каждый час в промежутке со 2 ноября по 5 декабря 2012 года. Классы точности ИКЭЭ приняты одинаковыми и равными 1 %, поскольку подробная информация о классах точности средств измерений отсутствовала. Общая предельно допустимая погрешность составляет 1 %, что соответствует классам точности измерительных ТТ, ТН и счетчика 0,2-0,5%.

5.2 Формирование системы контрольных уравнений и групп проверочных выражений

Известно, что в состав КУ могут входить только измеренные величины. По данным измерений необходимо рассчитать невязку (небаланс) КУ. По величине, получившейся в результате, можно судить о суммарных погрешностях измерений, которые входят в данное уравнение. Выявление измерений с грубыми ошибками основано на нескольких правилах.

1. Все измерения, входящие в КУ, признаются достоверными, в случае, если небаланс данного уравнения меньше допустимого порога. Вероятностью взаимной компенсации грубых ошибок пренебрегают.

2. Хотя бы одно из измерений, входящих в КУ, содержит грубую ошибку, в случае, когда невязка уравнения превышает допустимый порог.

Далее рассматривается составление ряда КУ для исследуемого фрагмента схемы. Исходной является система уравнений состояния задачи ЭР:

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{13} + \mathcal{E}_{14} + \mathcal{E}_{15} + \mathcal{E}_{16} + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{11} + \mathcal{E}_{10} = 0 \\ \mathcal{E}_{17} + \mathcal{E}_{18} + \overline{\mathcal{E}_{2-21}} + \overline{\mathcal{E}_{2-22}} = 0 \\ \mathcal{E}_{23} + \overline{\mathcal{E}_{3-31}} = 0 \\ \dots \\ \mathcal{E}_{40} + \overline{\mathcal{E}_{7121-712}} = 0 \\ \mathcal{E}_{14} + \mathcal{E}_{18} + \Delta\mathcal{E}_{1-2mex} = 0 \\ \mathcal{E}_{13} + \mathcal{E}_{17} + \Delta\mathcal{E}_{1-2mex} = 0 \\ \dots \\ \overline{\mathcal{E}_{71-712}} + \overline{\mathcal{E}_{712-71}} + \Delta\mathcal{E}_{71-712mex} = 0 \\ \overline{\mathcal{E}_{712-7121}} + \overline{\mathcal{E}_{7121-712}} + \Delta\mathcal{E}_{712-7121mex} = 0 \end{array} \right. \quad (5.1)$$

Система уравнений состояния ЭР (5.1) может быть условно разделена на две части: первая часть системы соответствует уравнениям балансов ЭЭ в узлах схемы, вторая часть – балансам ЭЭ в ветвях.

Общее количество уравнений в системе равно 61.

Для того чтобы получить КУ из системы (5.1), нужно исключить все неизмеренные переменные. Наиболее формализованным методом получения КУ является алгебраический. Все неизмеренные переменные должны быть исключены из системы (5.1) путем математических преобразований.

Метод КУ позволяет составить группу линейно независимых проверочных выражений для наиболее ответственных измерений. Получается, что каждое из измерений может быть рассчитано рядом способов через линейную комбинацию других измерений. Количество подобных проверочных выражений определяется размерностью системы КУ.

В качестве ответственного выбрано измерение \mathcal{E}_1 , поскольку оно отражает поступление ЭЭ из сети 500 кВ. Из системы (5.1) была получена группа поверочных выражений для измерения \mathcal{E}_1 :

$$\begin{aligned}
\mathcal{E}_1 &= \mathcal{E}_2 - \Delta\mathcal{E}_{1-13} \\
\mathcal{E}_1 &= -(\mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{13} + \mathcal{E}_{14} + \mathcal{E}_{15} + \mathcal{E}_{16} + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{10} + \mathcal{E}_{11}) - \Delta\mathcal{E}_{1-13} \\
\mathcal{E}_1 &= -(\mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{17} + \Delta\mathcal{E}_{1-2(I)} + \mathcal{E}_{14} + \mathcal{E}_{15} + \mathcal{E}_{16} + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{10} + \mathcal{E}_{11}) - \Delta\mathcal{E}_{1-13} \\
\mathcal{E}_1 &= -(\mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{13} + \mathcal{E}_{18} + \Delta\mathcal{E}_{1-2(II)} + \mathcal{E}_{15} + \mathcal{E}_{16} + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{10} + \mathcal{E}_{11}) - \Delta\mathcal{E}_{1-13} \\
\mathcal{E}_1 &= -(\mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{13} + \mathcal{E}_{14} + \mathcal{E}_{23} + \Delta\mathcal{E}_{1-3} + \mathcal{E}_{16} + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{10} + \mathcal{E}_{11}) - \Delta\mathcal{E}_{1-13} \\
\mathcal{E}_1 &= -(\mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{13} + \mathcal{E}_{14} + \mathcal{E}_{15} + \mathcal{E}_{16} + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{35} - \Delta\mathcal{E}_{1-6(I)} + \mathcal{E}_{11}) - \Delta\mathcal{E}_{1-13} \\
\mathcal{E}_1 &= -(\mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{13} + \mathcal{E}_{14} + \mathcal{E}_{15} + \mathcal{E}_{16} + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{10} + \mathcal{E}_{34} - \Delta\mathcal{E}_{1-6(II)}) - \Delta\mathcal{E}_{1-13} \\
\mathcal{E}_1 &= -(\mathcal{E}_6 + \mathcal{E}_7 + \Delta\mathcal{E}_{1-111-112} + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{13} + \mathcal{E}_{14} + \mathcal{E}_{15} + \mathcal{E}_{16} + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{10} + \mathcal{E}_{11}) - \Delta\mathcal{E}_{1-13} \\
\mathcal{E}_1 &= -(\mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_8 + \mathcal{E}_9 + \Delta\mathcal{E}_{1-121-122} + \mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{13} + \mathcal{E}_{14} + \mathcal{E}_{15} + \mathcal{E}_{16} + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{10} + \mathcal{E}_{11}) - \Delta\mathcal{E}_{1-13} \\
\mathcal{E}_1 &= -(\mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{39} + \mathcal{E}_{40} + \Delta\mathcal{E}_{1-7} + \Delta\mathcal{E}_{7-711-7121} + \mathcal{E}_{13} + \mathcal{E}_{14} + \mathcal{E}_{15} + \mathcal{E}_{16} + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{10} + \mathcal{E}_{11}) - \Delta\mathcal{E}_{1-13} \\
&\dots\dots\dots
\end{aligned} \tag{5.2}$$

Еще одним способом формирования проверочных выражений является топологический. Топологическая интерпретация структуры проверочных выражений для измерения \mathcal{E}_1 отражена на рисунке 5.4.

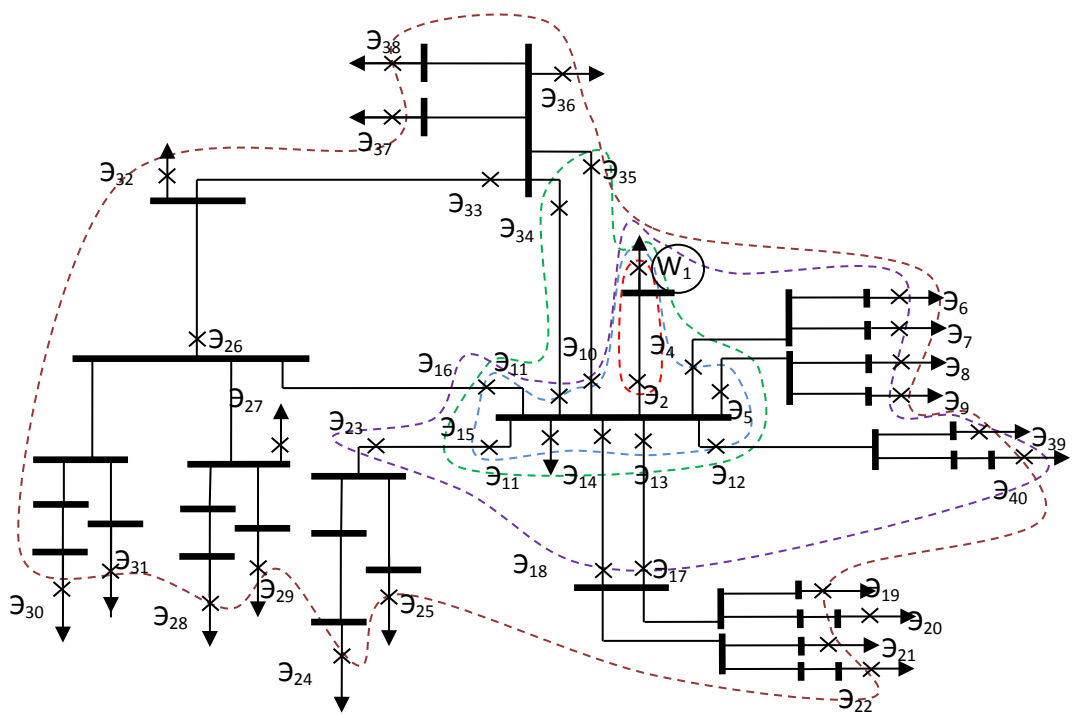


Рисунок 5.4 – Топологическое формирование групп проверочных выражений

Выделенные контуры формируют балансы электроэнергии, каждый из которых позволяет вычислить значение \mathcal{E}_1 , используя остальные измерения. Возможность составления балансового выражения для определенного фрагмента сети определяет возможность сформировать проверочное выражение для вычисления расчетного значения измерения любого ИКЭЭ, участвующего в

составлении баланса. Для первого измерения было сформировано одиннадцать проверочных выражений. Результаты расчетов частично приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Результаты расчетов

Временной интервал	02.11.12 00.00-01.00	02.11.12 01.00-02.00	02.11.12 02.00-03.00	02.11.12 03.00-04.00	
параметр	1	2	3	4	792
$\mathcal{E}_1^{\text{измер}}$	257600	268000	281400	291800		108800
$\mathcal{E}_1^{\text{расч(1)}}$	253894	264517	277355	287806		106597
$\mathcal{E}_1^{\text{расч(2)}}$	256446	267025	279819	290270		107653
$\mathcal{E}_1^{\text{расч(3)}}$	256969	267649	280330	290826		107663
$\mathcal{E}_1^{\text{расч(4)}}$	256619	267267	280004	290477		107129
$\mathcal{E}_1^{\text{расч(5)}}$	256540	267227	280020	290505		107760
$\mathcal{E}_1^{\text{расч(6)}}$	239500	250833	264334	274270		107733
$\mathcal{E}_1^{\text{расч(7)}}$	256308	267077	279952	290347		106730
$\mathcal{E}_1^{\text{расч(8)}}$	256467	267072	279838	290350		107692
$\mathcal{E}_1^{\text{расч(9)}}$	256622	267226	280075	290499		107802
$\mathcal{E}_1^{\text{расч(10)}}$	256349	266969	279754	290161		107567
$\mathcal{E}_1^{\text{расч(11)}}$	256492	267090	279882	290307		107589

О достоверности измерения, для которого были сформированы проверочные выражения, можно судить по различию в результатах расчетов.

Для каждого из проверочных выражений вычисляется относительная точность расчета δ_i согласно формуле (3.14). Погрешность расчета технических потерь принята равной 30 %, погрешности каждого ИКЭЭ – 1 %. Результаты расчета в абсолютных и относительных единицах для первого расчетного часа приведены в таблице 5.2.

Анализ таблицы 5.2 показывает «ступенчатую» точность проверочных выражений. Чем большее количество показаний ИКЭЭ используется для расчетов, тем ниже точность. Первой ступенью является использование баланса по узлу, к которому относится проверяемый ИКЭЭ. Вторую ступень формируют проверочные выражения, в которых каждое линейное измерение из выражения первой ступени, выражено через измерение другого конца ветви и потери.

Относительная точность расчета каждой ступени одинакова, в случае если предельно допустимые погрешности ИКЭЭ равны.

Таблица 5.2 – Относительная и абсолютная точность расчета

Временной интервал	Величина потока ЭЭ	Пред. доп. ошибка, %	Пред. доп. ошибка, МВт
параметр			
$\mathcal{E}_1^{измер}$	257600	1	2576
$\mathcal{E}_1^{расч(1)}$	253894	1	2539
$\mathcal{E}_1^{расч(2)}$	256446	3,2	8110
$\mathcal{E}_1^{расч(3)}$	256969	3,2	8127
$\mathcal{E}_1^{расч(4)}$	256619	3,2	8212
$\mathcal{E}_1^{расч(5)}$	256540	3,2	8209
$\mathcal{E}_1^{расч(6)}$	239500	3,3	7904
$\mathcal{E}_1^{расч(7)}$	256308	3,3	8458
$\mathcal{E}_1^{расч(8)}$	256467	3,3	8463
$\mathcal{E}_1^{расч(9)}$	256622	3,3	8469
$\mathcal{E}_1^{расч(10)}$	256349	3,3	8460
$\mathcal{E}_1^{расч(11)}$	256492	3,3	8464

5.3 Вычисление расчетной оценки измерения, выявление систематических погрешностей комплексов учета

Формула для определения расчетной величины рассматриваемого потока энергии может быть получена из минимизируемой целевой функции (5.3):

$$F = \sum_{i=1}^N \frac{1}{D_i} (\mathcal{E}^{умог-расч} - \mathcal{E}_i^{расч})^2, \quad (5.3)$$

где D_i – суммарная дисперсия i -го проверочного выражения, $\mathcal{E}^{умог-расч}$ – искомая расчетная величина потока энергии, $\mathcal{E}_i^{расч}$ – значение потока, полученное при расчете i -го проверочного выражения.

Выражение для расчетного значения измеряемого потока энергии имеет вид:

$$\mathcal{E}_{\text{итог_расч}} = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{1}{D_i} \mathcal{E}_i^{\text{расч}}}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{D_i}} \quad (5.4)$$

Таким образом, в качестве исходных данных используются измеренные значения потоков электроэнергии $\mathcal{E}_i^{\text{изм}}$, на основании которых вычисляются расчетные значения этих потоков $\mathcal{E}_i^{\text{расч}}$. Для измеренных потоков соотношения балансов в узлах и ветвях сети, а также для фрагментов сети, могут не выполняться. Расчетные величины потоков соответствуют балансовым выражениям в точности. Суммарная дисперсия проверочных выражений формируется, согласно предельно допустимым ошибкам, в абсолютных единицах. Дисперсия рассчитывается согласно выражению:

$$D_i = \left(\frac{\delta_i}{2} \right)^2 \quad (5.5)$$

Вычисление расчетного значения измерения с помощью системы проверочных выражений позволяет вычислить ошибки измерений на каждом из рассматриваемых временных интервалов.

Чем выше точность измерительных комплексов электроэнергии, тем меньше должна быть разница $\Delta\mathcal{E}$ между измеренным $\mathcal{E}_i^{\text{изм}}$ и расчетным $\mathcal{E}_i^{\text{расч}}$ значением потока. Таким образом, о фактической погрешности ИКЭЭ можно судить по величине относительного значения остатка оценивания $r^{\text{расч}} = \left(\frac{\Delta\mathcal{E}_i}{\mathcal{E}_i^{\text{изм}}} \right) \cdot 100\%$. Результаты расчетов для первых четырех временных интервалов приведены в таблице 5.3.

Видно, что точность расчетного аналога измерения выше, чем у самого измерения. Интересно отметить, что, несмотря на тот факт, что класс точности измерительного комплекса составляет 1 %, а погрешность расчета потерь принята равной 30 %, величина погрешности расчета потерь не вносит значительного вклада в величину расчетного значения соответствующего измерению.

Таблица 5.3 – Результаты расчетов

Временной интервал	02.11.12 00.00-01.00	02.11.12 01.00-02.00	02.11.12 02.00-03.00	02.11.12 03.00-04.00		
параметр	1	2	3	4	792
$\mathcal{E}_1^{измер}$, МВт	257600	268000	281400	291800		108800
$\delta^{измер}$, %	1	1	1	1		1
$\mathcal{E}_1^{итог-расч}$, МВт	254623	265341	278223	288625		107589
$\delta^{расч}$, %	0,59	0,59	0,59	0,59		0,59
$r^{расч}$, %	1,16	0,99	1,13	1,09		1,11

В действительности точно рассчитать величину технических потерь электроэнергии на интервале времени довольно сложно. Технические потери состоят из двух компонент: нагрузочной и условно постоянной. Основная неопределенность состоит в расчете потерь на корону, величина которых значительно зависит от температуры и влажности окружающей среды. В случае если нагрузочные потери рассчитываются с использованием активного сопротивления элемента, значение этого активного сопротивления также неточно. В обычных режимах величина потерь по сравнению с потоком по элементу составляет 1-5 %, поэтому предельная ошибка расчета потерь значительно меньше предельно допустимой ошибки ИКЭЭ.

Наличие большого количества интервалов для расчета позволяет накопить статистическую информацию о расчетных погрешностях каждого измерительного комплекса. Дальнейшая обработка этих статистических рядов позволяет выявлять наличие и давать оценку величины систематических погрешностей отдельных ИКЭЭ.

Критерием исправности ИКЭЭ является выражение:

$$\bar{r}_i^{расч} \leq \delta_{lim_i}, \quad (5.6)$$

где $\bar{r}_i^{расч}$ - математическое ожидание ряда относительных остатков оценивания для измерения \mathcal{E}_i , δ_{lim_i} - значение максимально допустимой погрешности i -го ИКЭЭ, определяемое согласно (1.8).

Значение математического ожидания ряда относительных остатков оценивания является оценкой величины, постоянной во времени составляющей

погрешности измерительного комплекса. Таким образом, проведение подобных расчетов позволяет откорректировать показания каждого измерительного комплекса без проведения дорогостоящих и затратных по времени метрологических процедур. Представленные расчеты позволяют выделить комплексы учета, требующие проведения внеочередной поверки, избавляя тем самым от необходимости 100 % поверки всех комплексов учета. В настоящее время, коррекция коммерческих измерений путем введения поправочных коэффициентов невозможна из-за отсутствия нормативно-правовой базы.

По результатам расчета возможно построение гистограмм относительных остатков оценивания для любого из комплексов учета. Вид диаграммы позволит судить о наличии погрешности, постоянной во времени. Подобная гистограмма для измерительного комплекса 1 представлена на рисунке 5.5.

Красным обозначены границы предельно допустимого интервала погрешностей. Величина математического ожидания ряда относительных остатков оценивания равна 0,4 %, что не превышает допустимую величину погрешности измерительного комплекса в 1 %, таким образом, коррекция не требуется.

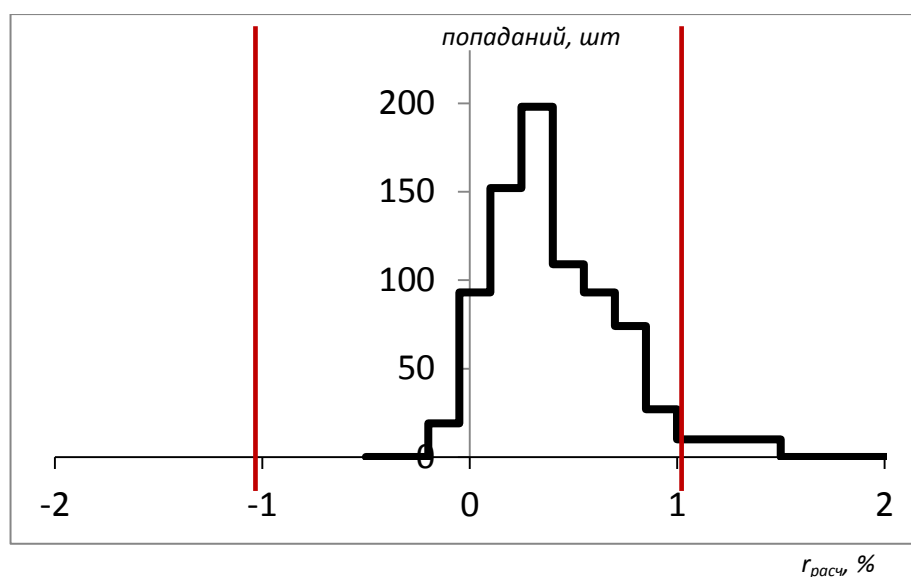


Рисунок 5.5 – Гистограмма относительных остатков оценивания для измерительного комплекса №1.

Наглядным представлением результатов расчета также служит графическая зависимость значения относительной величины остатков оценивания комплекса учета от интервала измерения. На рисунке 5.6 изображена зависимость для комплекса 1.

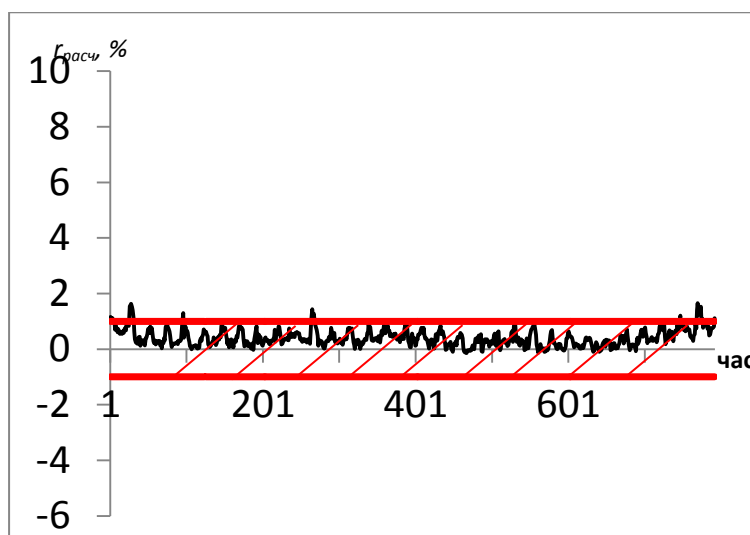


Рисунок 5.6 – Относительные остатки оценивания на интервалах измерений, расчеты для ИКЭЭ 1.

Красным выделены границы зоны допустимых погрешностей комплекса учета. Из рисунка 5.6 хорошо видно, что относительный остаток оценивания находится в пределах допустимой зоны.

Аналогичные расчеты были проведены для измерительного комплекса №15. Гистограмма и график представлены на рисунке 5.7.

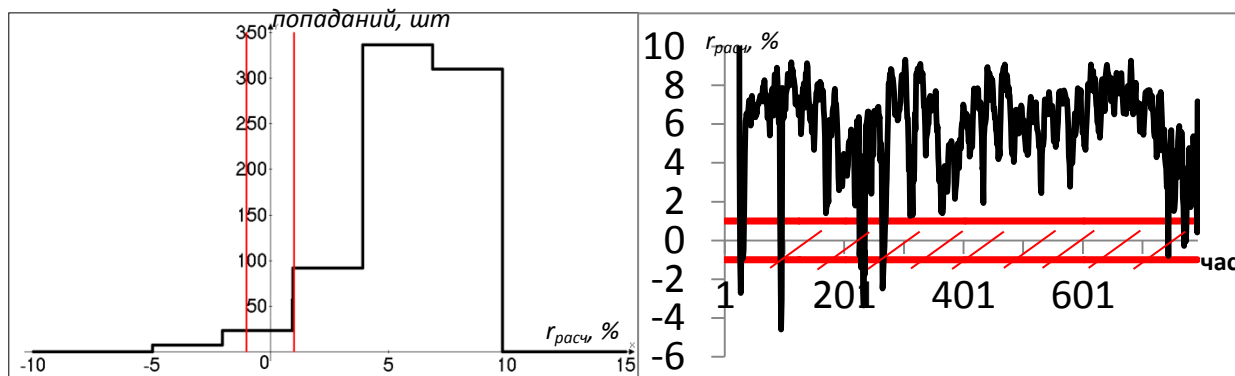


Рисунок 5.7 – Графическое представление результатов расчета относительных остатков оценивания для комплекса учета №15.

Среднее значение относительного остатка оценивания составляет 6,84 %, что превышает предельно допустимое значение, равное 1 %. По проведенным расчетам можно заключить, что измерительный комплекс №15 требует проведения внеочередной метрологической поверки для выяснения причины систематической погрешности и ее коррекции.

5.4 Достоверность измерений реактивной энергии

Погрешность измерений реактивной ЭЭ находится на более высоком уровне по сравнению с измерениями активной ЭЭ. Системы АСКУЭ в настоящее время оснащаются современными микропроцессорными счетчиками, что позволяет вести учет не только по приему и отдаче активной ЭЭ, но также и по приему и отдаче реактивной ЭЭ с помощью одного и того же прибора. Однако учета реактивной энергии нет, поэтому измерения реактивной ЭЭ не считываются со счетчиков и никак не используются.

Наибольшее воздействие на величину реактивной мощности и энергии в сети оказывает нагрузка. Еще в 30-х годах двадцатого века была разработана достаточно гибкая система надбавок и скидок за реактивную ЭЭ. То есть при отличии фактического потребления реактивной ЭЭ от величины, заложенной в договоре, можно было получить скидку (надбавку) к тарифу на ЭЭ. Для того чтобы производить финансовые расчеты, требовался учет реактивной ЭЭ. Как и любой акт, «Правила применения скидок и надбавок к тарифам на электрическую энергию за потребление и генерацию реактивной мощности» претерпевали изменения. Последняя редакция была принята в 1997 году, а уже в 2000 году была отменена приказом Минэнерго №167 от 28 декабря, поскольку входила в противоречие с вышедшими позднее законодательными актами.

Отмена правил, то есть снятие с потребителей ответственности за регулирование потребляемой реактивной мощности, привело к ряду негативных последствий. Потребители регулировали реактивную мощность путем установки источников реактивной мощности (ИРМ), влияя тем самым на уровень

напряжения. После выведения ИРМ потребителями, баланс ЕЭС России потерял порядка 50 тыс МВАр [135]. Потоки реактивной мощности по сетям возросли, что привело к ограничению пропускной способности по активной мощности.

В 2006 году проблема регулирования реактивной мощности потребителями получила следующее решение: в «Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг» был внесен дополнительный пункт, регламентирующий соотношение активной и реактивной мощностей. Потребитель обязан выдерживать соответствующий тангенс нагрузки, прописанный в договоре. В случае невыполнения обязательств, потребитель может в определенный срок установить ИРМ для достижения необходимой величины реактивной мощности, либо оплачивать ЭЭ по тарифу с повышающим коэффициентом.

Таким образом, существует тенденция к возвращению учета реактивной ЭЭ, но уже на новом уровне, поскольку системы АСКУЭ стали значительно более совершенными. В настоящее время, в случае, если в договоре отсутствует такой пункт, как плата за реактивную ЭЭ, даже в случае присутствия технической возможности учета реактивной ЭЭ, снятие показаний со счетчика может не осуществляться.

Достоверизация показаний измерительных комплексов с помощью методов теории оценивания состояния применима также к данным по реактивной энергии.

Интересно проанализировать ситуацию с измерениями реактивной ЭЭ на фрагменте энергосистемы и провести сравнение (не)балансов активной и реактивной ЭЭ. Анализ распределения потоков реактивной энергии на фрагменте Кировской энергосистемы показывает, что присоединения 110 кВ «генерируют» реактивную мощность в сеть, при этом выступая в роли потребителей активной мощности. Величина тангенса нагрузки ($tg\varphi = \frac{Q}{P}$), определяющего соотношение активной/реактивной энергий за сутки, составляет от -0,2 до -0,04. По присоединениям 10кВ характерно соотношение 0,4-0,5.

В качестве примера приведен узел номер 6 - подстанция 220-110 кВ с четырьмя отходящими ВЛ 220 кВ и двумя трансформаторами 220/110 кВ. На

рисунке 5.8 приведены измерения а) активной энергии за 1 час, б) реактивной энергии за этот же час.

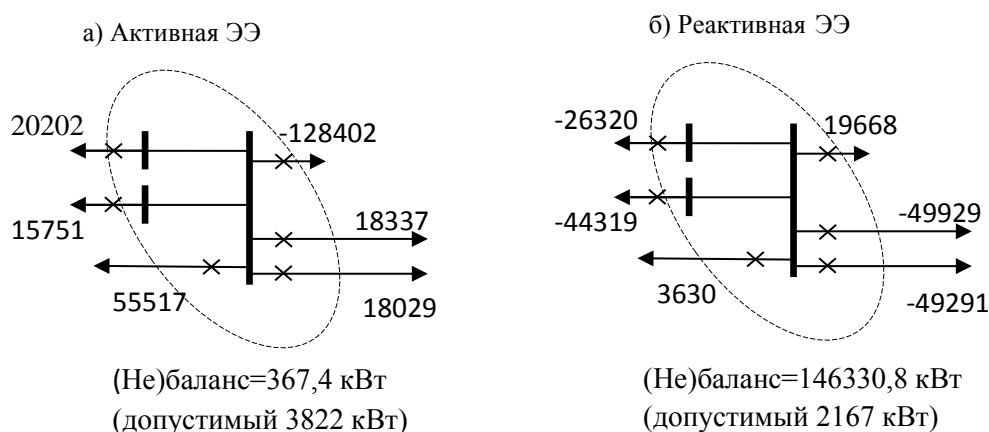


Рисунок 5.8 – Сравнение (не)балансов электроэнергий фрагмента Кировской энергосистемы по а) активной б) реактивной ЭЭ

(Не)баланс по измерениям активной энергии составляет 367,4 кВтч, с учетом расчетных потерь величина невязки для КУ узлового баланса составит 160,4 кВтч, что равно 9,6 % от величины допустимого небаланса.

Ситуация с измерениями реактивной энергии противоположная. Суммарный (не)баланс по узлу с учетом потерь холостого хода 144861 кВтч, что в 67 раз превышает величину допустимого небаланса.

Аналогичная ситуация при попытках составления балансов по линиям. В этом случае при небольшой загрузке линий может быть велико значение генерации реактивной энергии за счет емкостных шунтов.

На рисунке 5.9 показан пример (не)балансов активной и реактивной ЭЭ на часовом интервале для ветви.

Суммарная генерация реактивной ЭЭ по линии за рассматриваемый промежуток времени составляет около 19 МВт, потери в линии около 0,7 МВт.

Подобные расчеты были проведены для ПС2, схема которой представлена на рисунке 5.10.

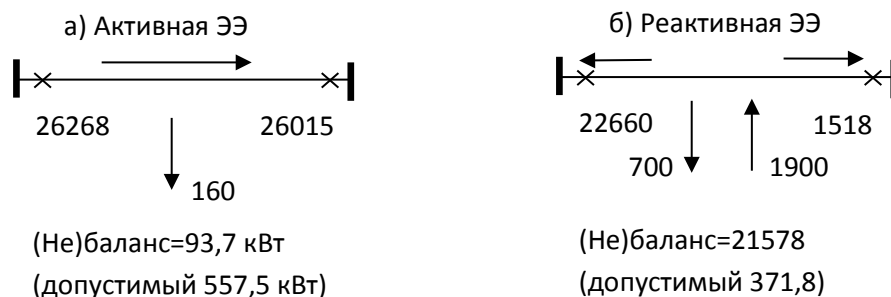


Рисунок 5.9 – Сравнение (не)балансов электроэнергии линии а) активной б) реактивной ЭЭ

Были составлены балансы по подстанции для активной и реактивной ЭЭ. Поскольку в рассматриваемом фрагменте сети отсутствуют воздушные линии, следовательно, нет емкостной генерации. Потери реактивной энергии происходят только в понижающих трансформаторах, поэтому неопределенность составляющей потерь реактивной энергии минимальна.

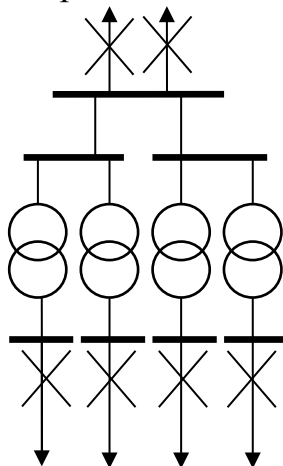


Рисунок 5.10 – Схема подстанции узла 2

В таблице 5.4 приведены расчеты для первых 11 часов и общая статистика по всем 792 интервалам измерений. В качестве обобщающих показателей представлены минимальное и максимальное значение (не)балансов по активной и реактивной ЭЭ, а также среднее значение (не)баланса для энергий на всей выборке.

Таблица 5.4 – Учет реактивной ЭЭ

час №	Нбфакт, %	
	Активная ЭЭ	Реактивная ЭЭ
1	0,57	-6,86
2	0,45	-6,37
3	0,36	-6,54
4	0,37	-7,26
5	0,47	-7,44
6	0,21	-6,69
7	0,41	-8,09
8	0,47	-7,92
9	0,18	-8,49
10	0,36	-7,43
11	0,35	-6,91
792	-0,41	-3,2
Минимум	-0,15	-15,36
Максимум	0,92	2,98
среднее	0,49	-7,17

Таким образом, измерения реактивной энергии имеют большую погрешность по сравнению с измерениями активной ЭЭ и требуют использования методов повышения достоверности. В случае наличия достоверных измерений реактивной энергии, их можно использовать для более точных расчетов потерь как активной, так и реактивной энергий, а также при вычислении технико-экономических показателей.

Выводы по главе 5

1. Методы оценки достоверности, основанные на системе контрольных уравнений, показали хорошие результаты на примере измерений фрагмента Кировской энергосистемы. Метод контрольных уравнений позволяет выявлять измерения с грубыми ошибками.

2. Для наиболее ответственных коммерческих измерений электроэнергии на основе системы контрольных уравнений могут быть сформированы группы проверочных выражений. Использование метода

проверочных выражений позволяет оценивать достоверность наиболее ответственных измерений, снижая тем самым риски электросетевых предприятий.

3. Накопленная статистическая информация и вычисление расчетных аналогов измерений на основе метода проверочных выражений позволяет получать оценки систематических погрешностей отдельных ИКЭЭ. Возможно снижение затрат на очередные метрологические поверки путем выявления комплексов, имеющих погрешности, выходящие за предельно допустимого значения.

4. Измерения реактивной энергии являются перспективными в части определения надбавок и скидок к тарифам на транспорт ЭЭ. Кроме того, измерения реактивной электроэнергии повышают точность расчета технических потерь активной и реактивной электроэнергии. Анализ (не)балансов реактивной электроэнергии фрагмента Кировской энергосистемы показал более высокую погрешность измерений реактивной электроэнергии по сравнению с активной.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Показана важность математических методов для достоверизации измерений электроэнергии, полученных от систем учета в части снижения финансовых рисков участников энергообмена, в первую очередь электросетевых компаний.

2. Выявлено, что нормативный метод контроля допустимых небалансов не позволяет выполнить целый ряд задач: выявление конкретного измерения, содержащего грубую ошибку, расчет неизмеряемых потоков электроэнергии, вычисление расчетных оценок измерений.

3. Показано, что методы оценки достоверности телеизмерений, разработанные в рамках теории оценивания состояния, могут использоваться для достоверизации данных учета электроэнергии при обработке измерений электроэнергии в рамках задачи энергораспределения. Необходимо развитие данных методов применительно к измерениям электроэнергии.

4. Произведена адаптация методов, основанных на системе контрольных уравнений и методе анализа остатков оценивания, для контроля достоверности измерительной информации систем учета электроэнергии. Важнейшим условием для применения методов является информационная избыточность систем учета.

5. Показано, что по сравнению с анализом, проводимым до процедуры определения расчетных аналогов измерений, методы достоверизации, основанные на анализе остатков оценивания, требуют больших расчетов, но обладают большими возможностями по выявлению сбойных измерений.

6. Показано, что выявление грубых ошибок в малых по величине измерениях связано со значительными затруднениями. Повышения эффективности оценки достоверности можно добиться путем деления схемы на части одного класса напряжения, снижая тем самым разномасштабность измерений.

7. Разработан метод оценки характеристик погрешностей измерительных комплексов электроэнергии на основе групп проверочных выражений, что позволяет оценивать систематическую и случайную погрешности,

проводить самодиагностику системы учета электроэнергии в течение межповерочных интервалов времени.

8. Измерения реактивной энергии являются перспективными в части определения надбавок и скидок к тарифам на транспорт электроэнергии и снижения погрешности расчета потерь электроэнергии. Анализ (не)балансов реактивной электроэнергии фрагмента Кировской энергосистемы показал более высокую погрешность измерений реактивной электроэнергии по сравнению с активной.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;

ЕЭС России - Единая энергосистема России;

ИКЭЭ – измерительный комплекс электроэнергии;

ИРМ – источник реактивной мощности;

КУ – контрольное уравнение;

МХ – метрологическая характеристика;

ОС – оценивание состояния;

СИ – средство измерения;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЭЭ – электроэнергия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автоматизированные информационно-измерительные системы учета электроэнергии (АИИС УЭ). Условия создания. Нормы и требования. СТО 70238424.17.220.20.003-2011. - Введ. 01.12.2011. - М., 2011.
2. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования. РД 34.11.114-98. -1998. - Введ. 01.03.1998. - РАО «ЕЭС России».
3. Об утверждении методики расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Приказ Минпромэнерго №21. - Введ. 03.02.2005.
4. Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности. Постановление правительства РФ № 1172. - Введ. 27.12.2010.
5. Концепция создания автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии в РАО «ЕЭС России». РД РАО «ЕЭС России». - М. - 1996. Сogl. Главгосэнергонадзором России.
6. Загорский Я. Т. Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности / Я. Т. Загорский, У. К. Курбангалиев. // М.: ЭНАС. – 2002, - 318 с.
7. Государственная система обеспечения единства измерений. МИ 2438-97. Системы измерительные. Метрологическое обеспечение. Основные положения. – М. – 1997.
8. Правила учета электрической энергии №1182: утв. Минтопэнерго и Минстроем РФ 19, 26 сентября 1996. - М., 1996. – 6 с.
9. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94: утв. Главгосэнергонадзором России 2 сентября 1994. - М.: ОРГРЭС, 1995.

10. Воротницкий В. Э., Калинкина М. А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина // Учебно-методическое пособие. М.: ИПК Госслужбы, 2000. – 57 с.

11. Бохмат И. С. Снижение коммерческих потерь в электрических системах / И. С. Бохмат, В. Э. Воротницкий, Е. П. Татаринцов // Электрические станции. - 1998. - № 9. - С. 53–59.

12. Загорский Я. Т. Рекомендации по определению метрологической составляющей коммерческих потерь электроэнергии в условиях эксплуатации / Я. Т. Загорский // Международный научно-техн. семинар «Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2004». – 2004. М.: ЭНАС.

13. Железко Ю. С. Недоучет электроэнергии, допустимые небалансы и их отражение в нормативах потерь / Ю. С. Железко // Электрические станции. - 2003. - № 11. - С. 18–22.

14. Паздерин А. В. Локализация коммерческих потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения / А. В. Паздерин // Промышленная энергетика. - 2004. - № 9. - С. 6–20.

15. О повышении точности коммерческого и технического учета электроэнергии. Циркуляр №01-99(Э) от 23 февраля 1999. - М.: РАО «ЕЭС России». - 1999.

16. Железко Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. - М.: ЭНАС, 2004. – 280 с.

17. Железко Ю. С. Методика расчета нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко // Международный научно-техн. семинар «Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2004». – 2004. - М.: ЭНАС, 2004.

18. Воротницкий В. Э. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В. Э. Воротницкий, Ю. С. Железко, В. Н. Казанцев и др. М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.

19. Поспелов Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч. - М.: Энергоиздат, 1981. – 216с.

20. Старцев А. П. К вопросу о расчетах потерь электроэнергии / А. П. Старцев // Научно-техн. конф. «Энергосистема: управление, качество, безопасность»: Сб. трудов. Екатеринбург, 2001. - 2001. - С. 340–344.

21. Мезенцева Г. Б. Анализ отчетных данных о потерях электроэнергии в электрических сетях АО-Энерго и РАО «ЕЭС России» за 2001 г. / Г. Б. Мезенцева, Г. Л. Штейнбух // Международный научно-техн. семинар «Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2002»: Сб. докл. – 2002. - М.: ЭНАС.

22. Методические указания по определению погрешности измерения активной электроэнергии при ее производстве и распределении. РД 34.11.325-90. Утв.12.12.90. – 1990. – М.: ОРГРЭС.

23. Технические требования к системам учета электрической энергии. Утверждены 16 апреля 2013 г. Главным инженером ОАО «ЕЭСК» А.Ф. Тараненко [электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.eesk.ru/clients/transport/peredacha/teh> - Загл. с экрана (дата обращения 10.12.2014).

24. Трансформаторы тока. Общие технические условия: ГОСТ 7746-2001: утв. Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации 1 ноября 2001. – М. – 2001.

25. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия: ГОСТ 1983-2001: утв. Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации 1 ноября 2001. – М. – 2001.

26. Сопьяник В. Погрешности измерительных трансформаторов тока, исследования, особенности, рекомендации / В. Сопьяник // Новости электротехники. - 2004. - №6(30).

27. Шведов Г. В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование, снижение / Г. В. Шведов, О. В. Сипачева, О. В. Савченко. - Москва, МЭИ, 2013г. – 424 с.

28. Зихерман М. Стандарты по измерительным трансформаторам. Новые требования [электронный ресурс]: офиц. сайт. - Режим доступа: <http://www.ielectro.ru/news65920/index.html>. Загл. с экрана (дата обращения 10.01.2015).

29. Серяков А. А. Учет по-умному: трансформаторы тока / А. А. Серяков // Умные измерения. - 2012. - №3.

30. Якушев А. И. Взаимозаменяемость, стандартизация и технические измерения / А. И. Якушев, Л. Н. Воронцов, Н. М. Федотов. 6-е изд, перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1986. -352с.

31. Назаров Н. Г. Метрология. Основные понятия и математические модели / Н. Г. Назаров // М.: Высшая школа, 2002. -348с.

32. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытания. Ч.11: Счетчики электрической энергии: ГОСТ Р 523202995: утв. Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации 15 ноября 2012. - М.: Стандартиформ. - 2005. – 40 с.

33. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Ч. 21: Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2: ГОСТ Р 523222005: утв. Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации 15 ноября 2012. - М.: Стандартиформ. - 2005. – 24 с.

34. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Ч.22: Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5 S: ГОСТ Р 523232005: утв. Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации 15 ноября 2012. - М.: Стандартиформ. - 2005. – 27 с.

35. Гуртовцев А. Погрешности электронных счетчиков, исследование и оценка / А. Гуртовцев // Новости электротехники. - 2007. - №1(43).
36. Паздерин А. В. Проблема моделирования распределения потоков электрической энергии в сети / А. В. Паздерин // Электричество. - 2004. - №10. - С. 2–8.
37. Паздерин А. В. Решение задачи энергораспределения в электрической сети на основе методов оценивания состояния / А. В. Паздерин // Электричество. - 2004. - № 12. - С. 2–7.
38. Бартоломей П. И. Наблюдаемость распределения потоков электрической энергии в сетях / П. И. Бартоломей, А. В. Паздерин // Изв. Вузов. Проблемы энергетики. - 2004. - № 9-10. - С. 24–33.
39. Паздерин А. В. Расчет технических потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения / А. В. Паздерин // Электрические станции. - 2004. - № 12. - С. 44–49.
40. Паздерин А. В. Учет изменений в топологии сети при расчете технических потерь электрической энергии / А. В. Паздерин // Материалы Международной научно-техн. конф. «Электроэнергия и будущее цивилизации», 19-21 мая 2004. Томск: ТПУ. - 2004. - С. 416–418.
41. Паздерин А. В. Разработка моделей и методов расчета и анализа энергораспределения в электрических сетях: дисс. д-р. техн. наук: 05.14.02 / Паздерин Андрей Владимирович. – Екатеринбург, 2005. – 340 с.
42. Гамм А. З. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / А. З. Гамм, И. Н. Колосок. - Новосибирск: Наука, 2000. - 152 с.
43. Гамм А. З. Наблюдаемость электроэнергетических систем / А. З. Гамм, И. И. Голуб. - М.: Наука, 1990. - 220 с.
44. Гамм А. З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем / А. З. Гамм. - М.: Наука, 1976. - 220 с.
45. Гамм А. З. Оценивание состояния в электроэнергетике / А. З. Гамм, Л. Н. Герасимов, И. И. Голуб и др. - М.: Наука, 1983. - 302 с.

46. Паздерин А. В. Способы повышения достоверности измерительной информации систем учета электрической энергии / А. В. Паздерин // Изв. вузов. Проблемы энергетики. - 2004. - № 11–12. - С. 79-87.

47. Кочнева Е. С. Достоверизация данных учета электроэнергии в рамках АСКУЭ / Е. С. Кочнева, А. В. Паздерин // Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: - 2007. С. 125-127.

48. Кочнева Е. С. Достоверизация данных в задаче энергосбережения / Е. С. Кочнева, А. В. Паздерин // Энергосбережение – теория и практика. Труды четвертой международной школы-семинара молодых ученых. - 2008. - С. 207-213.

49. Егоров А. О. О способах повышения достоверности измерительной информации систем учета электрической энергии / А. О. Егоров, А. В. Паздерин, А. А. Травкин // Энергетика региона (Екатеринбург). - 2004. - №11. - С. 12–14.

50. Паздерин А. В. Повышение достоверности показаний счетчиков электроэнергии расчетным способом / А. В. Паздерин // Электричество. - 1997, - № 12.

51. Конторович А. М., Макаров Ю. В., Тараканов А. А. Методика оценивания состояния электрической системы, основанная на анализе контрольных уравнений / А. М. Конторович, Ю. В. Макаров, А. А. Тараканов // Алгоритмы обработки данных в электроэнергетике. Иркутск: СЭИ СО АН СССР. - 1982. - С. 89-95.

52. Гамм А. З. Усовершенствованные алгоритмы оценивания состояния электроэнергетических систем / А. З. Гамм, И. Н. Колосок // Электричество. - 1987. - № 11. - С. 25-29.

53. Ярцев С. Д. Сопоставительный анализ математических моделей оценивания состояния электроэнергетической системы / С. Д. Ярцев // Фундаментальные исследования. - 2007. - №11. С. 144-153.

54. Гамм А. З. Методы решения задачи оценивания состояния электроэнергетической системы. / А. З. Гамм, Ю. А. Гришин, И. Н. Колосок //

Вопросы оценивания и идентификации в энергетических системах. Иркутск: - 1974. - С. 149-163.

55. Росстандарт. Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений [электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: http://www.fundmetrology.ru/10_tipu_si/7list.aspx – Загл. с экрана (дата обращения 10.12.2014).

56. Кузнецов В. П. Состояние и задачи метрологического обеспечения измерительных систем / В. П. Кузнецов, И. М. Тронова // Сборник докладов международной конференции «Метрологическое обеспечение измерительных систем». - 2004. - С. 5-12.

57. Нефедьев Д. Точность учета электроэнергии искажают неповеренные измерительные трансформаторы / Д. Нефедьев // Новости электротехники. - 2003. - №3(21).

58. Раскулов Р. О межповерочном интервале измерительных трансформаторов / Р. Раскулов // Энергетика. - 2014. - №1(48). - С. 56-59.

59. Kochneva E. S. Detection of systematical errors of AMR system complexes / A. O. Egorov, E. S. Kochneva, A. V. Pazderin // Advanced Materials Research. - 2014. - №960-961. - P. 1342-1346.

60. Паздерин А. В. Идентификация метрологических характеристик измерения электроэнергии расчетным методом / А. В. Паздерин // Вестник УГТУ-УПИ. - 2004. - № 12. - С. 439–444.

61. Аллен Д. Зарубежный опыт верификации и восстановления данных АСКУЭ / Д. Аллен, А. В. Паздерин // Вестник УГТУ-УПИ. - 2004. - № 12. - С. 378–380.

62. Колосок И. Н. Повышение достоверности телеизмерительной информации в ЭЭС на основе контрольных уравнений: Автореф. дис. на соискание ученой степени д-ра техн. наук / Колосок Ирина Николаевна. - Иркутск, 2004.

63. Гамм А. З. Робастные методы оценивания состояния электроэнергетических систем и их реализация с помощью генетических

алгоритмов / А. З. Гамм, И. Н. Колосок, Р. А. Заика // Электричество. - 2005. - №10/5. - С.2-9.

64. Mili L. Least median of squares estimation in power systems / L. Mili, V. Phaniraj, P. J. Rousseuw // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. - 1991. - Vol.6. - №2. - P.325-339.

65. Гамм А. З. Обнаружение недостаточно достоверных данных при оценивании состояния ЭЭС с помощью топологического анализа / А. З. Гамм // Электричество. - 1978. - №4. - С. 1-8.

66. Колосок И. Н. Использование метода топологического анализа при обнаружении плохих данных в алгоритмах реального времени / И. Н. Колосок // В кн.: Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. Новосибирск: Наука. - 1985. - С.52-59.

67. Хохлов М. В. Развитие алгоритмов оценивания состояния ЭЭС по неквадратичным критериям / М. В. Хохлов // Управление электроэнергетическими системами новые технологии и рынок. - 2004. - С.39-48.

68. Разогренов Г. Н. Введение в теорию оценивания состояния динамических систем по результатам измерений / Г. Н. Разогренов. - Москва. Министерство обороны СССР, 1981. – 272 с.

69. Орлов А. И. Неустойчивость параметрических методов отбраковки резко выделяющихся наблюдений / А. И. Орлов // Заводская лаборатория. - 1992. - Т. 58. - № 7. - С. 40-42.

70. Abur A. A bad data identification method for linear programming state estimation / A. Abur // IEEE Transactions on Power Systems. - 1990. - Vol.5. - № 3. - P. 894-901.

71. Abur A. A fast algorithm for the weighted least absolute state estimation / A. Abur, M. K. Qelik// IEEE Transactions on Power Systems. - 1991. - Vol.6. № 2. - P. 1-8.

72. Asada E. N. Identifying multiple interacting bad data in power system state estimation / E. N. Asada, A. V. Garcia, R. Romero // IEEE PES General Meeting. - 2005. - Vol.1. - P. 571-577.

73. Ayres M. Bad data groups in power system state estimation / M. Ayres, P. H. Haley // IEEE Transactions on Power Systems. - 1986. - Vol. 1. - №3. - P. 1-7

74. Broussolle F. State estimation in power systems: detecting bad data through the sparse inverse matrix method / F. Broussolle // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. - 1978. - Vol. PAS-97. - № 3. - P. 678-68

75. Cheniae M. G. Identification of multiple interacting bad data via power system decomposition / M. G. Cheniae, L. Mili, P. J. Rousseeuw // IEEE Transactions on Power Systems. - 1996. - Vol. 11. - №3. - P. 1555-1563.

76. Garcia A. Fast decoupled state estimation and bad data processing / A. Garcia, A. Monticelli, P. Abreu // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. - 1979. - Vol. PAS-98. - №5. - P. 1645-1652.

77. Handschin E. Bad data analysis for power system state estimation / E. Handschin, F. C. Schweppe, J. Kohlas, A. Fiechter // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. - 1975. - Vol. PAS-94. - № 2. - P.329-337.

78. Larson R. E. State estimation in power systems, Part I: Theory and feasibility / R. E. Larson, W. F. Tinney, J. Peschon // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. - 1970. - Vol.PAS-89. - №3. - P. 345-352.

79. Larson R. R. State estimation in power systems, Part II: Implementation and applications / R. R. Larson, W. F. Tinney, L. P. Hajdu, D. S. Piercy// IEEE Transactions on Power Systems. - 1970. - Vol.PS-89. № N3. - P. 353-363.

80. Clever Bernard C. State estimation and bad data detection in electrical power system / Bernard C. Clever // Durham E-Theses, Durham University.

81. Tarafdar Hagh M. Improving bad data detection in state estimation of power system / M. Tarafdar Hagh, S. M. Mahaei, K. Zare // International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE). - 2011. - Vol.1. - №2 - P. 85-92.

82. Korres G. N. A Reduced Model for Bad Data Processing in State Estimation / G. N. Korres, G. C. Contaxis // IEEE Transactions on Power Systems. - 1991. - Vol.6. № 2. P. 550-557.

83. Baldick R. Implementing nonquad-ratic objective functions for state estimation and bad data rejection / R. Baldick, K. A. Clements, Z. Pinjo-Dzagal, P. W. Davis // IEEE Transactions on Power Systems. - 1997. - Vol. 12. - №1. - P. 376-382.

84. Gastoni S. Robust state estimation procedure based on the maximum agreement between measurements / S. Gastoni, G. Granelli, M. Montagna // IEEE Transactions on Power Systems / - 2004/ - Vol. 19/ - №4. - P. 2038-2043.

85. Kohlas J. On bad data suppression in estimation / J. Kohlas // IEEE Trans, on automatic control. - 1972. - Vol AC-17. P. 827-828.

86. Korres G. N. A robust method for equality constrained state estimation / G. N. Korres // IEEE Transactions on Power Systems. - 2002. - Vol.17. - №2. - P. 305-314.

87. Liu W. -H. E. Estimation of parameter errors from measurement residuals in state estimation / W. -H. E. Liu, F. F. Wu, S. M. Lun // IEEE Transactions on Power Systems. - 1992. - Vol. 7. - N1. - P. 81-89.

88. Clements K. A. Power system state estimation residual analysis: an algorithm using network topology / K. A. Clements, G. R. Krumpholz, P. W. Davis // IEEE Transactions on Power Systems. - 1981. - Vol. PAS-100. - №4. P. 1779-1787.

89. Гамм А. З. Методы анализа режимов электроэнергетических систем по данным измерений: Автореферат дис. докт. техн. наук. -Новосибирск: НЭТИ, 1981. -40 с.

90. Гамм А. З. Наблюдаемость электроэнергетических систем / А. З. Гамм, И. И. Голуб, Д. Я. Кесельман // Электричество. - 1975. - №9. - С. 1-7.

91. Лисеев М. С., Почечуев С.В. Оценивание состояния в энергосистемах / М. С. Лисеев, С. В. Почечуев. Учебное пособие. - М.: Изд-во МЭИ, 1984. - 48 с.

92. Митюшкин К. Г. Телеконтроль и телеуправление в энергосистемах / К. Г. Митюшкин. М.: Энергоатомиздат. 1990. - 288с.

93. Кочнева Е. С. Использование метода контрольных уравнений для анализа достоверности и наблюдаемости измерений электроэнергии / А. О. Егоров, Е. С. Кочнева, А. В. Паздерин, П. Г. Скворцов // Электрические станции. - 2011. - №11. С.42-46.

94. Кочнева Е. С. Повышение достоверности измерительной информации на основе методов контрольных уравнений / Е. С. Кочнева, А. В. Паздерин // Энергосистема: управление, конкуренция, образование. Сборник докладов III международной НПК. - 2008. - С. 395-399.

95. Кочнева Е. С. Развитие методов оценивания состояния по отношению к данным АИИС КУЭ / А. О. Егоров, Е. С. Кочнева, Е. В. Машалов, А. В. Паздерин, Е. А. Плесняев, А. С. Сюткин, А. А. Тараненко // Энергосистема: управление, конкуренция, образование. Сборник докладов III международной НПК. - 2008. - С. 389-394.

96. Кочнева Е. С. Достоверизация измерений электроэнергии расчетными методами / А. О. Егоров, Е. С. Кочнева, А. В. Паздерин // Разработки молодых специалистов в области электроэнергетики. - 2008. С. 146-148.

97. Кочнева Е. С. Достоверизация данных учета электроэнергии и расчета потерь на основе задачи энергораспределения / А. О. Егоров, Е. С. Кочнева, А. В. Паздерин, Е. А. Плесняев, С. Н. Шелюг // 6й научно-технический семинар-выставка «Нормирование и снижение потерь электрической энергии в электрических сетях». - 2008. - С. 52-56.

98. Паздерин А. В. Разработка программного комплекса для повышения достоверности расчета потерь и измерительной информации систем учета электроэнергии / Е. В. Машалов, А. В. Паздерин // Новое в российской электроэнергетике. - 2004. - № 9. - С. 25–34.

99. Паздерин А. В. Программный комплекс «Баланс» для расчета фактических и допустимых небалансов, локализации технических и коммерческих потерь электроэнергии / А. В. Паздерин, Паниковская Т. Ю.,

Е. В. Машалов, А. О. Егоров, Е. А. Плесняев, А. В. Кюсснер, А. А. Травкин // *Материалы 7-ой научно-практической конференции «Энергосберегающие техника и технологии»*. Екатеринбург, 12 мая 2004. - С. 17–18.

100. Паздерин А. В. Повышение достоверности измерительной информации систем учета электрической энергии, локализация технических и коммерческих потерь электроэнергии с использованием программного комплекса «Баланс» / А. В. Паздерин // *Вестник науки Костанайского социально-технического университета (Казахстан)*. - 2004 - № 6. - С. 146–148.

101. Кочнева Е. С. Достоверизация измерений как задача энергосбережения / Е. С. Кочнева, А. В. Паздерин // *В сб. трудов 3 НПК «Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»*. - 2012. - С. 94-96.

102. Кочнева Е. С. Оценка достоверности измерений электрической энергии методами теории оценивания состояния / Е. С. Кочнева, А. В. Паздерин // *В сб. докладов международной молодежной конференции «Электроэнергетика глазами молодежи 2014»*. - 2014. - Том 2. - С. 98-102.

103. Abur A. Power system state estimation: Theory and implementation / A. Abur. New York: Marcel Deccer, Inc., 2004. 330 p.

104. Clements K. A. Power system state estimation with measurement deficiency: an observability/measurement placement algorithm / K. A. Clements, G. R. Krumpholz, P. W. Davis // *IEEE Trans, on PAS*. - 1983. - Vol.PAS-102. - №N7. - P. 2012-2020.

105. Debs A. S. State estimation for power systems. A case study. / A. S. Debs, G. Contaxis // *Proceedings of 25th Conference on Decision and Control*. Athens, Greece. , 1986. - Vol.25. -P.1186-1191.

106. Filho M. B. Bibliography on power system state estimation (1968-1989) / M. B. Filho, A. M. Leite da Silva, D. M. Falcao // *IEEE Trans, on PS*. - 1990. - Vol.5. - №3. - P. 950-961.

107. Гончуков В. В. Автоматизация управления энергообъединениями / В. В. Гончуков, В. М. Горнштейн, Л. А. Крумм. М.: Энергия, - 1979. – 432с.

108. Колосок И. Н. Достоверизация телемеханической информации с помощью контрольных уравнений / И. Н. Колосок, Л. В. Эм // Информационное обеспечение. Задачи реального времени. Ч.1 - -Каунас: ИФТПЭ, - 1989. - С. 97-102.

109. Лисицын Н. В. Единая энергосистема России / Н. В. Лисицын, Ф. Я. Морозов, А. А. Окин, В. А. Семенов. М.: Изд-во МЭИ. - 1999. - 282с.

110. Kochneva E. S. The test equation method for energy metering verification / A. O. Egorov, S. A. Eroshenko, E. S. Kochneva, A. V. Pazderin // International conference on future electrical power and energy systems lecture notes in information. - 2012. P. 125-130.

111. Кочнева Е. С. Выявление грубых ошибок измерений электрической энергии методом контрольных уравнений / А. О. Егоров, Е. С. Кочнева, А. В. Паздерин// Восьмая конференция "Проблемы и достижения в промышленной энергетике". - 2008. - С. 179-182.

112. Хохлов М. В. Определение локальной избыточности телеизмерений в электроэнергетических системах / М. В. Хохлов // Материалы VII междунар. молод, науч. конф "Севергеоэкотех-2006". Ухта: УГТУ. - 2006. - С. 79-84.

113. Кочнева Е. С. Использование методических подходов теории оценивания состояния для расчета и достоверизации потоков электрической энергии в сетях / Е. С. Кочнева, А. В. Паздерин, В. О. Самойленко //Электричество. - 2014. - №10. - С. 12-21.

114. Kochneva E. S. Solution of energy flow problem using state estimation technique / A. O. Egorov, S. E. Kokin, E. S. Kochneva, A. V. Pazderin// IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference). - 2009. P. 1750-1755.

115. Кочнева Е. С. Electrical energy flow calculation using state estimation theory / А. О. Егоров, С. А. Ерошенко, С. Е. Кокин, Е. С. Кочнева, А. В. Паздерин // Сборник трудов международной научно-технической конференции «Энергобезопасность и энергоэффективность». - 2011. С. 170-174.

116. Кочнева Е. С. Расстановка измерительных комплексов электроэнергии в сетях на основе теории наблюдаемости / А. О. Егоров,

Е. С. Кочнева, А. В. Паздерин, Е. В. Шерстобитов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. - 2008. - №7-8. - С. 53-39.

117. Тараканов А. А. Использование контрольных уравнений для оценивания состояния электроэнергетических систем: дис. канд. техн. наук.: 05.14.02 / Тараканов Алексей Анатольевич. - Л., 1984. - 184с.

118. Гамм А. З. Обнаружение плохих данных в телеизмерениях для АСДУ ЭЭС на основе контрольных уравнений./ А. З. Гамм, И. Н. Колосок. - Иркутск, 1998. - 24 с.

119. Kochneva E. S. Improving of metering information validity on the basis of the control equation method / А. О. Egorov, E. S. Kochneva, A. V. Pazderin // The first international conference on sustainable power generation and supply. - 2009. - P.217-222.

120. Зыков А. А. Основы теории графов / А. А. Зыков. - М.: Наука, 1987. - 384 с.

121. Правила функционирования розничных рынков в переходный период реформирования энергетики: утв. Постановлением Правительства РФ №442 от 04.09.2012. – М. – 2012.

122. Гамм А. З. Методы оценки дисперсий телеизмерений в электроэнергетических системах / А. З. Гамм, А. М. Глазунова, И. Н. Колосок, В. В. Овчинников// Электричество. - 1997. - № 7. С.2-9.

123. Гамм А. З. Идентификация характеристик ошибок измерений при оценивании состояния / А. З. Гамм, И. Н. Колосок // Электронное моделирование. – 1986. - №3. С.45-50.

124. Кочнева Е. С. Выявление сверхнормативных потерь электроэнергии на основе задачи энергораспределения / А. О. Егоров, С. Е. Ерошенко, Кочнева Е. С., Паздерин А. В., П. Г. Скворцов // Всероссийская НТК «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования». - 2010. С. 14-17.

125. Кочнева Е. С. Контроль метрологических характеристик систем учета электроэнергии на основе задачи энергораспределения / А. О. Егоров,

С. Е. Ерошенко, Кочнева Е. С., Паздерин А. В., П. Г. Скворцов // Сборник материалов I Евроазиатской выставки и конференции «Энергетика настоящего и будущего». - 2010. - С. 111-113.

126. Баринов В. А. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / В. А. Баринов, А. З. Гамм, Ю. Н. Кучеров и др. Под общ. ред. Ю. Н. Руденко и В. А. Семенова. М.: Изд-во МЭИ, 2000. 648 с.

127. Гамм А. З. Анализ ненаблюдаемых и плохо наблюдаемых электроэнергетических систем по данным измерений / А. З. Гамм, И. И. Голуб Г. Н. Ополева Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. - Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние. - 1985. - С.39-52.

128. Кочнева Е. С.. Выявление недостоверных измерений электрической энергии с помощью апостериорного анализа / Кочнева Е. С., Паздерин А. В. // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки». - 2014. - №2(42). - С.32-39.

129. Kochneva E. S. Bad data validation on the basis of posteriory analysis / E. S. Kochneva, A. V. Pazderin // EnergyCON, IEEE International Energy Conference. 13-16 may, 2014 Dubrovnik, Croatia. P 386-391.

130. Staudte Robert G. Robust estimation and testing / Robert G. Staudte. - Wiley, New York, 1990. – 376 p.

131. Wilcox Rand R. Introduction to robust estimation and hypothesis testing / Rand R. Wilcox. - Academic Press, San Diego Cal. - 1997. – 608 p.

132. Лемешко Б. Ю. Робастные методы оценивания и отбраковка аномальных измерений / Б. Ю. Лемешко // Заводская лаборатория. - 1997. - Т.63. - №5. С. 43-49.

133. Хьюбер П. Робастность в статистике / П. Хьюбер. М.: Мир, 1984. - 303 с.

134. Хохлов М. В. Робастное оценивание состояния электроэнергетических систем на основе неквадратичных критериев: дис. канд. техн. наук.: 05.14.02 / Хохлов Михаил Викторович. - Екатеринбург, 2010. – 220 с.

135. ОАО МРСК Центра и Приволжья, Филиал «Нижновэнерго». Презентация «Участие потребителей и сетевой организации в решении проблемы компенсации повышенных потоков реактивной мощности. Экономический эффект при компенсации реактивной мощности», октябрь 2011 [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.myshared.ru/slide/744985/>. – Загл. с экрана (дата обращения 10.12.2014).