

Поляков И.Д., Паздерин А.В.

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина

ОБЗОР ПОДХОДОВ К ТРЕХФАЗНОМУ ОЦЕНИВАНИЮ СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

В последнее время в энергетике все большее внимание уделяется распределительным сетям (РС). Улучшается их техническое оснащение, растет потребность в применении современных комплексов и методов, направленных на совершенствование подходов к управлению режимами работы РС. Ввиду грядущих перспектив: внедрения технологий умных сетей в данной области, а также постепенного преобразования РС в более сложные структуры, частично напоминающие по своей основе магистральные сети, в ближайшем будущем может появиться потребность в оценивании состояния (ОС) РС. В статье рассматриваются наиболее распространенные способы ОС, применимые к РС любого вида, как отечественным, так и зарубежным. Ввиду отличий РС от магистральных сетей для их оценивания предложено использование трехфазной модели электрической сети (ЭС) и алгоритмов, где в качестве элементов вектора состояния выступают параметры каждой из фаз. Для трехфазной модели приведен разбор плюсов и минусов постановок задачи ОС, базирующихся на методе взвешенных наименьших квадратов (МВНК), когда в качестве элементов вектора состояния выступают токи и напряжения, записанные в полярной или прямоугольной формах. Анализируются достоинства и недостатки применения альтернативных формулировок задачи ОС. В статье рассматриваются актуальные проблемы РС, решение которых можно найти путем применения алгоритмов ОС, а также строящихся на их основе методов. Кроме того, анализируются возможности использования методов анализа наблюдаемости трехфазной модели, а также поиска топологических ошибок и поиска плохих данных в векторе измерений.

Ключевые слова: оценивание состояния, распределительные сети, трехфазное оценивание состояния, трехфазная модель электрической сети, измерения трехфазной сети, анализ наблюдаемости трехфазной сети, поиск плохих данных трехфазной сети, поиск топологических ошибок в конфигурации трехфазной сети, метод взвешенных наименьших квадратов, умные сети.

ВВЕДЕНИЕ

Изначально РС проектировались исключительно для передачи электрической энергии до потребителей, но со временем их применение перестало ограничиваться только данным функционалом. У потребителей появлялись небольшие источники генерации, стали внедряться и развиваться концепции умных РС, создаваться розничные рынки электроэнергии и мощности, позволяющие потребителям оптимизировать расходы при выстраивании своего потребления в зависимости от рыночной цены [1-5]. В распределительные системы стали внедряться технологии зависимого потребления от спроса [6]. К данным факторам можно также добавить рост числа устройств с емкостными энергетическими накопителями и электромобилей, которые, находясь на парковке, в теории могут использоваться, как дополнительный источник аккумулирования энергии в часы минимума потребления и ее выдачи в часы пиковой нагрузки [7]. Потоки мощности в РС перестают быть однонаправленными, в таких сетях начинают появляться новые измерительные комплексы [1, 3, 6]. Для определения действительного режима работы РС у ее диспетчеров возрастает потребность в применении алгоритмов ОС.

Повышается качество информационно-управляющих систем, эксплуатируемых в РС для диспетчеризации, о чем можно судить по вводу современных оперативно-информационных комплексов. АО «Теласи», одна из крупнейших сетевых компаний Грузии, осуществляющая эксплуатацию РС г. Тбилиси, в декабре 2014 года ввела в промышленную эксплуатацию оперативно-информационный комплекс СК-2007. Екатеринбургская

электросетевая компания в марте 2016 года ввела в опытную эксплуатацию программно-технологический комплекс автоматизированной системы диспетчерского управления СК-11. Стоит отметить, что на тот момент СК-11 являлся самым современным комплексом в линейке производителя и параллельно проходил опытную эксплуатацию в Системном операторе ЕЭС России.

По версии авторов [1], на настоящий момент одной из основных причин отсутствия примеров внедрения алгоритмов ОС в РС является недостаточное финансирование последних. Также к этому можно добавить наличие более приоритетных проблем, которые требуют первоочередного решения в данной области. Пока модернизация РС только идет и существующие подходы к оценке режима их работы будут давать хорошие результаты, велика вероятность, что методы ОС внедряться в них не будут. С дальнейшим развитием рынков и внедрением новых технологий ОС РС должно стать широко востребованным.

Основные отличия распределительных сетей от магистральных

Для наибольшей эффективности подход к ОС должен максимально просто учитывать имеющиеся особенности систем, к которым его применяют. По версии авторов [2], для магистральных сетей наибольшее распространение получил метод ОС, где в качестве вектора состояния выступают напряжения в полярной форме, так как получаемая с помощью него система уравнений будет содержать минимальное число неизвестных, ввиду кольцевой топологии, и может быть разделена на две подзадачи: для активных и реактивных мощностей.

В таблице приведено сравнение основных параметров магистральных и РС, оказывающих наибольшее влияние на различные постановки задачи ОС.

Сравнение параметров магистральных и распределительных сетей

Сравниваемый параметр	Магистральные сети	Распределительные сети
Распределение нагрузок в фазах	Нагрузки распределены симметрично	Нагрузки по фазам распределены несимметрично
Параметры схемы замещения	ВЛ, связывающие участки сети, могут быть короткими и длинными, что ухудшает обусловленность некоторых постановок. Отношение R/X мало. Связывающие участки сети элементы могут быть только трехфазными. Телесигналы состояния имеют все объекты, о состоянии которых необходимо знать для управления сетями	Если рассматривать различные виды РС и классы их напряжений, то проблема протяженностей линий может быть выражена еще сильнее, чем для магистральных сетей [8]. Отношение R/X велико. В зависимости от класса напряжения в РС могут встречаться неполнофазные ответвления. Телесигналы состояния имеет малая часть оборудования [9, 10]
Конфигурация сети	Закольцованная сеть, где порядок узлов в модели приблизительно равен 1000	Радиальная сеть с перспективами работы в кольце. Порядок узлов в модели исчисляется 10 000–100 000
Доступные измерения	Присутствует избыточность измерений. Распространены измерения потоков/инъекций мощности, напряжений, векторные измерения (на некоторых важных объектах), нулевой последовательности токов и напряжений (на фидерах подстанций)	В типовой РС отсутствует избыточность измерений. Измерениями обычно оснащены только фидеры подстанций. Наиболее распространены измерения потоков/инъекций тока, напряжений, нулевой последовательности токов и напряжений (встречаются на фидерах подстанций). В последнее время стали активно внедряются умные счетчики

Исходя из **таблицы**, можно сделать вывод, что успешно применяемые к магистральным сетям методы ОС нельзя напрямую использовать для РС ввиду ряда их особенностей. Получившая широкое распространение в магистральных сетях классическая постановка задачи ОС в напряжениях теряет свои преимущества при использовании в области РС. Следовательно, необходима разработка, адаптация подходов к ОС РС, учитывающая их особенности.

Актуальные проблемы распределительных сетей, решаемые с применением алгоритмов оценивания состояния

Перед тем как делать заключение о необходимости разработки алгоритмов ОС для РС, важно выделить перечень их актуальных проблем, которые могут быть решены с помощью разрабатываемых методов. Для текущего уровня развития РС довольно остро стоят проблемы получения актуальной режимной схемы, поиска повреждений, снижения потерь и оптимизации режимов работы, диспетчеризации распределенной генерации, получения наиболее вероятного режима, контроля напряжений и токовой нагрузки [11, 12]. Важной проблемой для диспетчеров РС является определение текущего состояния ее сетевых элементов. Для РС разных стран эта проблема имеет даже большую важность, чем само по себе ОС ЭС [13]. Проблема осложняется недостаточным количеством измерительных устройств в этих сетях, поэтому определить область нахождения отключенного участка, например в результате аварии, чаще удается только по телефонным звонкам от потребителей. Решение перечисленных задач может быть получено при внедрении алгоритмов ОС в РС, а также созданных на их основе методов, описание которых в классической форме может быть найдено в [14-16]. В ближайшей перспективе ОС РС должно решать проблему получения данных, необ-

ходимых для построения умных сетей [5], внедрения современных рыночных механизмов, достоверизации телеметрии.

МОДЕЛЬ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Важной частью любого алгоритма ОС является математическая модель ЭС. В первых исследованиях по данной тематике для ОС РС применялась линейная модель, основанная на прямой последовательности, хорошо зарекомендовавшая себя в ОС магистральных сетей. Дальнейшие исследования в данной области привели к выводу, что такое упрощение применять нельзя ввиду несимметричности режимов работы РС [3, 8], так как оно может привести к существенным ошибкам в результатах решения задач ОС и расчета установившегося режима (УР). Несмотря на старания энергетических компаний равномерно распределить нагрузку потребителей по фазам сети, небаланса избежать не удается. При анализе фазовых нагрузок одной из компаний РС авторами в [17] был сделан вывод, что уровень несимметрии доходит до 17%, что существенно. Поэтому последние работы в области ОС РС в большей мере сосредотачиваются на трехфазной модели, о чем можно судить исходя из представленного в конце данной статьи списка литературы.

В [17-19] представлены результаты исследований, как отсутствие транспозиции и наличие небаланса в фазах влияет на конечные результаты ОС и расчета УР при использовании линейной модели, основанной на прямой последовательности, и полной трехфазной модели. Отсутствие транспозиции оказывает незначительное влияние, в то время как наличие небалансов может сильно повлиять на результат расчета. Также в некоторых ситуациях при значительном уровне фазного небаланса и использовании однолинейной модели алгоритмы поиска плохих данных могут давать невер-

ный результат [19]. В [20] на примере типовой 13 узловой РС приведены графики, как в процессе ОС будет снижаться СКО ошибок начального набора измерений при использовании однолинейной и трехфазной моделей. Для рассматриваемой сети, если СКО ошибок измерений начального набора было меньше 1,5%, то получаемый после ОС набор имел большее отклонение.

На первых этапах некоторые методы ОС для РС разрабатывались с допущением, что данный вид сетей обычно имеет радиальную структуру [21, 22]. При дальнейшем развитии РС стало очевидным, что из-за ряда факторов такие сети постепенно будут становиться закольцованными, а значит, в разрабатываемых методах ОС нельзя закладывать на их текущую, преимущественно радиальную, структуру [23].

При разработке алгоритмов ОС необходимо помнить, что отношение r/x в РС является гораздо большей величиной, чем в магистральных, а значит, невозможно выполнять разделение задачи без потери точности решения [24]. Конечно, возможность разделения задачи будет зависеть от параметров конкретной модели ЭС и для некоторых моделей, вероятно, разделение будет приемлемо [25]. Но если же рассматривать общий случай, то от разделения стоит отказаться для повышения точности алгоритма ОС.

ИЗМЕРЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Для ОС РС требуется разработка и применение методов, способных учитывать псевдоизмерения, а также большое количество разнотипной измеренной информации, взаимодействовать с аналоговыми и цифровыми данными, использовать данные таких источников, как SCADA, векторных измерений, умных счетчиков и т.д. [1-3, 6]. В текущем разделе будут рассмотрены основные источники исходной информации, используемые для ОС ЭС.

Существующие виды измерительных приборов

Основным источником данных для получения наиболее вероятного режима работы РС алгоритмами ОС являются измерения, передаваемые в диспетчерские центры с различных энергетических объектов, состояние которых должно контролироваться. В связи с развитием РС отмечается рост внедрения различных измерительных устройств [26]. В РС могут встречаться следующие типы измерений:

1. Модули потоков/инъекций тока – наиболее распространенный тип измерений [6, 9, 10, 12, 27, 28], могут измеряться для каждой фазы [29].
2. Напряжения – встречаются в основном на подстанциях [6, 9, 10, 27, 28, 30], наиболее распространены измерения междуфазных напряжений [29].
3. Измерения умных счетчиков – активно устанавливаются в современных РС [1, 10, 12, 13, 29].
4. Напряжения и токи нулевой последовательности – встречаются на фидерах подстанций [17].
5. Потоки/инъекции активной/реактивной мощности – в РС практически не встречаются [1, 9, 10, 29-31].
6. Векторные измерения – отсутствуют, могут быть установлены на подстанциях, о перспективах их применения в РС упоминается лишь в нескольких источниках [4, 5, 32, 33].

Алгоритмы ОС РС обязательно должны обрабатывать стандартный набор измерений, преобладающий

в сетях данного вида – потоки/инъекции тока, напряжения в узлах системы [30, 34]. Активно появляющиеся в последнее время измерения умных счетчиков также должны учитываться в задаче. Согласно [5] они способны предоставлять данные о мощности, модуле напряжения, а также потреблении энергии на интервалах 5, 15, 60 мин. Необходимо, чтобы алгоритмы ОС учитывали различную дискретность измеряемых параметров. Помимо стандартно используемых, в трехфазную постановку задачи ОС для улучшения наблюдаемости могут быть включены также такие измерения, как суммарная мощность трех фаз, междуфазное напряжение, токи и напряжения нулевой последовательности [17].

Псевдоизмерения

Огромное внимание в задаче ОС для РС уделяется созданию псевдозамеров для восполнения дефицита информации, необходимой для оценивания [10, 24]. Существует большое количество методов работы со статистическими данными, с помощью которых могут быть получены псевдоизмерения. В качестве источников для их генерации могут выступать:

- типовые графики, применяемые при прогнозировании [9, 10, 12, 13, 34];
- счета потребителей [9, 10, 13, 22, 34];
- ретроспективные данные [13, 34, 35];
- данные умных счетчиков [1, 12, 13].

Однако необходимую информацию для их формирования можно найти далеко не в каждом диспетчерском центре РС, поэтому другим способом получения псевдозамеров может стать метод, предложенный в [22]. В его основе лежит применение групповых коэффициентов распределения нагрузок по узлам расчетной модели, где нагрузки потребителей внутри нагрузочной группы сильно коррелируют друг с другом. В качестве псевдозамеров могут также использоваться модели, где величина каждой нагрузки будет зависеть от времени, типа дня и погодных условий. Иногда, при значительном преобладании псевдоизмерений, измеренные параметры в постановке задачи ОС могут учитываться в формате ограничений типа равенств.

Применение псевдоизмерений для восполнения дефицита данных приводит к зашумлению решения, снижению его точности, а также может порождать и другие проблемы. Так как исходный набор информации для создания псевдозамеров обычно содержит только данные об активной мощности/энергии, могут возникнуть трудности с определением реактивной нагрузки [9, 10]. Кроме того, для разных схемно-режимных ситуаций предпочтительнее иметь отличающиеся наборы ретроспективных данных [5], в противном случае это также может оказать негативное влияние на получаемое решение. При большом количестве псевдоизмерений в системе возникает ряд дополнительных проблем. Во-первых, велика вероятность отклонения от действительного состояния системы [34]. В [36] предлагается объединять, при наличии возможности, псевдозамеры в группы, что поможет улучшить точность их прогнозирования и уменьшить размерность задачи. Во-вторых, если несколько псевдоизмерений согласуется с существующими измерениями, ОС не сможет должным образом их изменить [24]. Следовательно, если согласующийся набор

псевдозамеров совместно с реальными измерениями образует критическую группу и содержит ошибки, то определить действительное состояние системы будет невозможно. В [21] отмечается, что эту проблему не удастся решить использованием маленьких величин весов или их настройкой для псевдозамеров. Также в таких условиях не удастся идентифицировать и удалить плохие данные [6].

В качестве исходной информации для формирования псевдоизмерений могут использоваться данные коммерческого учета. Это приводит к новой проблеме, хорошо описанной в [13]. Так как, исходя из квитанций потребителей, бывает сложно определить их точное место подключения, при формировании расчетной модели потребитель может быть отнесен к неправильному узлу/фазе, что скажется на дальнейших результатах. Эта проблема могла бы быть частично решена при использовании современных счетчиков, которые при снятии показаний имеют связь со спутником для определения точного времени, а значит, эту технологию можно также использовать при определении точного места подключения потребителя. В данном случае остаются сложности при определении фазы подключения, также при плохой связи со спутником местоположение измерительного комплекса может быть определено неточно.

ВАРИАНТЫ ПОСТАНОВОК ЗАДАЧИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Разновидности постановок задачи ОС в первую очередь определяются элементами вектора состояния, выбираемыми в качестве базиса, на основании которого будет находиться решение. Наиболее распространенными являются постановки в токах ветвей и напряжениях узлов (как в прямоугольных координатах, так и в полярных), также в литературе можно встретить постановку в мощностях ветвей, но данный метод не получил распространения и далее не рассматривается.

Передаваемые в диспетчерские центры измерения могут содержать ошибки. При использовании вектора состояния могут быть получены расчетные значения измерений по следующему выражению:

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix}, \quad (1)$$

где $z^T = [z_1, z_2, \dots, z_m]$ – вектор измерений; m – количество измерений; $x^T = [x_1, x_2, \dots, x_n]$ – вектор состояния; n – количество переменных вектора состояния; $h^T(x) = [h_1(x_1, x_2, \dots, x_n), h_1(x_1, x_2, \dots, x_n), \dots, h_m(x_1, x_2, \dots, x_n)]$ – вектор нелинейных функций; $h_i(x)$ – нелинейная функция, с помощью которой i -е измерение z_i может быть рассчитано через вектор состояния x ; i – индекс измерения; $e^T = [e_1, e_2, \dots, e_m]$ – вектор ошибок измерений.

При использовании трехфазной модели в качестве элементов вектора состояния для различных постановок выступают параметры каждой из существующих фаз, что увеличивает размерность задачи до 3 раз относительно однолинейной постановки. Обычно задача ОС решается при применении МВНК, минимизи-

рующего квадраты невязок измерений в рамках целевой функции.

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(x))^2}{R_{ii}}, \quad (2)$$

где R – диагональная матрица дисперсий ошибок измерений.

Функция (2) может быть записана как

$$J(x) = [z - h(x)]^T \cdot [R]^{-1} \cdot [z - h(x)]. \quad (3)$$

Тогда решение (3) может быть получено итерационно при линеаризации функций измерений, где вектор состояния и его приращение находятся следующим образом:

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^{k+1}, \quad (4)$$

$$\Delta x^{k+1} = (H^{(k)T} \cdot R^{-1} \cdot H^{(k)})^{-1} \times H^{(k)T} R^{-1} (z - h(x^k)), \quad (5)$$

где k – номер итерации; H – матрица частных производных нелинейных функций измерений по переменным вектора состояния (Якобиан). Для трехфазной модели каждый измеренный параметр и каждый элемент вектора состояния должны быть включены в данную матрицу.

Помимо рассмотренного, существуют и альтернативные подходы, которые, как правило, предполагают дополнительные упрощения задачи без существенной потери в точности получаемого решения. Дальнейшее описание постановок ориентировано на использование трехфазной модели ЭС.

Классические подходы при использовании в качестве элементов вектора состояния токов

Согласно [6] наибольшее распространение для ОС РС получили подходы, где в качестве вектора состояния используются токи ветвей в полярной [23, 32, 37, 38] или прямоугольной формах [4, 30-32, 38, 39]. На каждой итерации ОС в данной постановке состоит из двух этапов – получения уточненных значений измерений и расчета напряжений в узлах системы. В первоначальном виде такие подходы учитывали только измерения потоков и инъекций тока, а также мощностей, которые переводились в токи на каждой итерации расчета, после обновления напряжений [31]. Среди плюсов данной постановки для трехфазной модели РС обычно выделяют:

- простоту функций зависимости измеренных величин от переменных вектора состояния и снижение вычислительной нагрузки;
 - возможность разделения задачи на 3 подзадачи, решаемые независимо для каждой фазы, без ввода дополнительных упрощений;
 - возможность быстрого эквивалентирования для снижения размерности;
 - отсутствие сопротивлений ЛЭП в Якобиане, что решает проблему плохой обусловленности;
 - неизменность Якобиана во время расчета.
- К минусам подхода можно отнести:
- игнорирование узловых напряжений в качестве измерений;

- выполняемый на каждой итерации расчет узловых напряжений и необходимость обновления токовых эквивалентных измерений, получаемых из измерений мощностей;

- необходимость для каждого кольца сети добавления в систему уравнения, составленного по первому закону Кирхгофа.

В целом, проведенные в [31] расчеты показали, что ОС в токах для радиальной сети выполняется приблизительно в пять раз быстрее, чем классическое ОС в напряжениях, а полученные с помощью данных подходов результаты являются аналогичными.

Необходимое приведение измерений мощностей к токам требует перерасчет весов измерений [6]. Если действий по коррекции весов не предпринимать, то при ОС не удастся учесть полученные измерения в контексте их новой погрешности. Также минус приведения заключается в том, что для его выполнения необходимо иметь как измерение активной мощности, так и измерение реактивной мощности в узле.

Для приведенной постановки поиск плохих данных в наборе измерений можно производить по значениям нормализованных невязок, а поиск плохих данных в измерениях напряжения может быть выполнен, если сравнить расчетные значения напряжений в узлах с измеренными. Так как в данной постановке расчетные значения напряжений в узлах сети зависят от принятого напряжения базисного узла, то о наличии в нем ошибки будут свидетельствовать отклонения прочих замеров напряжений от расчетных значений.

Принятое в постановке исключение напряжений из вектора измерений приводит к снижению уровня избыточности измерений, а для РС может привести и к потере наблюдаемости. Для решения этой проблемы дальнейшие модификации подхода были направлены на реализацию возможности учета напряжений в векторе измерений формулировки задачи ОС в токах без потери ее простоты и преимуществ [4, 30, 32, 37, 39]. Исходя из опубликованных результатов исследований, учет в постановке напряжений существенно улучшает точность получаемого решения, в частности величин напряжений, но возвращает параметры сопротивлений линий в матрицу Якобиана, что скажется на обусловленности задачи. В отличие от постановки в [39], при вводе измерений напряжений в [30, 37] предлагается взаимное влияние фаз не учитывать, следовательно, задачу по-прежнему можно будет разделить и решать для каждой фазы в отдельности. В [4, 32] предлагается включить в вектор состояния модуль напряжения балансирующего узла для возможности подавления в нем ошибок. В [31, 39] подчеркивается, что неправильный учет напряжений в задаче ОС РС может оказать серьезное негативное влияние на итоговое решение. Согласно [4, 32] для учета векторного измерения напряжения балансирующего узла лучше использовать прямоугольную постановку, где оно будет иметь действительную и мнимую части. Плюсом прямоугольной формы записи является сохранение линейности функций элементов Якобиана. При учете векторных измерений в постановке задачи в токах, выраженных в полярной форме, среди элементов Якобиана появляется нелинейность.

Обычно при ОС в токах на каждой итерации расчет узловых напряжений выполняется методом прямо-

го спуска. Расчет узловых напряжений существенно влияет на вычислительные характеристики ОС в токах. В [23] рассматривается возможность использования метода Ньютона-Рафсона для расчета узловых напряжений, так как он получил широкое распространение в расчетах УР и может некоторые внутренние действия выполнять параллельно. Для современной вычислительной техники применение параллельных вычислений может оказать положительное влияние на итоговое время, требующееся для решения задачи ОС, особенно, если анализируемая сеть имеет местами закольцованную структуру.

Классические подходы при использовании в качестве элементов вектора состояния напряжений

Постановки, где в качестве элементов вектора состояния используются напряжения, получили наиболее широкое распространение в сфере магистральных сетей в однолинейном виде. Для РС предпринимались попытки их адаптации как в полярной [3, 17, 20, 24, 25, 29, 34, 35, 40], так и прямоугольной [5, 25, 28, 34, 41] формах. Среди преимуществ их использования в качестве алгоритмов ОС РС выделяют:

- распространение подхода в магистральных сетях и множество примеров его успешного практического применения;
- учет широкого спектра измерений;
- возможность работы с сетями, имеющими кольцевую структуру.
- К недостаткам постановки для РС относят:
- проблему плохой обусловленности, которая для РС стоит еще более остро;
- нелинейность, усугубляющуюся при учете взаимного влияния фаз;
- отсутствие возможности разделения задачи без ввода дополнительных упрощений;
- трудности учета измерений тока как при выборе начального приближения для вектора состояния, так и для сходимости итерационного расчета.

Как можно видеть из приведенных выше характеристик, постановка имеет множество недостатков. Одним из основных является проблема плохой обусловленности. Для ее решения можно выполнять эквивалентирование коротких линий в узлы, применять блочную постановку, метод Лагранжа или Хачела для точного учета нулевого потребления транзитных узлов [16].

Другой важной проблемой рассматриваемого подхода является высокий уровень нелинейности в выражениях, на основании которых определяются расчетные значения измерений и элементы Якобиана. Так как на каждой итерации ОС выполняется их обновление, это требует времени и значительных вычислительных ресурсов [24]. Данные нелинейные функции являются более сложными, чем в постановке для однолинейной модели, и в некоторых исследованиях предпринимаются попытки их упрощения. В частности, в [24] предлагается ввести упрощения, при которых тригонометрические функции примут постоянные значения ($\cos(\theta) = 1$, $\sin(\theta) = 0$) для получения неизменного Якобиана, что в ряде ситуаций может оказать негативное влияние на результаты оценивания. В [34] представлена постановка в прямоугольной форме напряжений, где для упрощения рассматривается возможность использования

токов взамен измерений мощностей, что также приводит к Якобиану, элементами которого будут являться константы. В [28] в дополнении к прошлому подходу пренебрегают взаимной индуктивностью фаз, что позволяет упростить постановку и выполнять разделение задачи. Демонстрационный расчет в [28] показал, что предложенный авторами алгоритм позволил выполнить ОС быстрее, чем представленный в [34].

Для решения проблемы, связанной с возникновением нулевых строк в Якобиане на месте измерений тока при начальном приближении вектора состояния, в [24] предлагается исключение измерений тока на первой итерации расчета. Это может привести к потере наблюдаемости ЭС. Другим методом может стать внесение небольших случайных отклонений в начальное приближение вектора состояния [16], что позволит использовать измерения тока в процессе всего итерационного расчета. В [24] показано, как наличие токовых измерений приводит к тому, что задача на каждой итерации перестает монотонно сходиться к итоговому решению, что следует относить к недостаткам подхода.

Первоначальные попытки адаптации постановки ОС в напряжениях были направлены на повышение скорости проводимых расчетов, что было связано дефицитом вычислительных мощностей. На сегодняшний день использование параллельных вычислений может дать хорошее быстродействие алгоритма даже при применении классической постановки для трехфазной модели, без дополнительных упрощений [42]. Поэтому в последних статьях по ОС РС в напряжениях большее внимание уделяется возможности учета полного спектра измерений, моделированию оборудования [29, 35].

Альтернативные подходы

В работах по ОС РС часто приводится множество отличительных характеристик магистральных сетей от распределительных. Можно встретить упоминания, что адаптировать подходы ОС магистральных сетей для РС нецелесообразно. По большей мере сторонниками этих суждений и были представлены альтернативные подходы к ОС РС, рассмотренные в данном разделе. Обычно такие алгоритмы имеют ряд упрощений: рассчитаны на сети радиальной структуры, используют только наиболее распространенные виды измерений (токи и напряжения). Большинство из альтернативных подходов к ОС РС основываются на методе последовательных приближений [13, 22, 26], когда, двигаясь от конечных потребителей к питающему узлу, выполняется балансировка измерений в соответствии с их весами, а при движении в обратном направлении выполняется расчет узловых напряжений. В дополнение к такому подходу в [26] представлен способ, позволяющий во время топологического анализа на основании имеющихся измерений получать дорасчетные параметры, а также производить установку и расчет весов. Дорасчеты могут быть довольно актуальным источником данных для РС, так как большинство их схем являются радиальными. Подобный тип данных будет гораздо точнее, чем прогнозируемые, статистические псевдоизмерения. Согласно [13] основанное на методе последовательных приближений ОС хорошо приспособлено к измерениям потоков и плохо к учету измерений напряжений. Оно может быть наиболее эф-

фективно применено только для радиальных систем. При наличии колец в нем выполняются итерационные расчеты уравнивающего тока.

В [11] представлен альтернативный подход для однолинейной модели, основанный на расчете УР, позволяющий с помощью измерений и псевдопараметров согласно их статистическим характеристикам получать приближенный электрический режим. В [12] предлагается алгоритм на основе УР и ОС МВНК для трехфазной модели, где ОС применяется для создания баланса между прогнозируемыми значениями потребления нагрузочных групп и измеренных параметров, а расчет УР для определения потерь и, в соответствии с ними, изменения коэффициентов, используемых при расчете нагрузочных групп.

Сравнение рассмотренных подходов

Как можно видеть из предыдущих подразделов, существует множество подходов к ОС РС. В [2, 28, 34] представлено сравнение некоторых из них. Наибольший интерес среди найденных источников представляет [2]. В нем сравнение методов ОС выполняется в условиях, когда в тестовой модели ЭС число элементов вектора состояния для каждого из подходов было одинаковым. Сравнение затронуло постановки ОС в напряжениях (полярных [24] и прямоугольных [28, 31]) и токах (полярных [4] и прямоугольных [43]). Анализ показал, что результаты расчетов этими методами практически не зависят от выбора элементов вектора состояния и формы их записи, но влияют на время выполнения вычислений. Лучшими характеристиками обладали постановки задачи ОС в прямоугольной форме. Когда количество измерений напряжений преобладает над числом других измерений, постановка в напряжениях будет давать лучший результат, но так как в РС измерения напряжений обычно занимают малую часть от общего числа, выгоднее использовать постановку в токах. В [28, 34] выводы аналогичны. Согласно [2, 28, 34] метод ОС в прямоугольных токах имеет лучшие вычислительные характеристики для реальных систем, так как количество измерений напряжения в них обычно мало, по сравнению с другими типами.

АНАЛИЗ НАБЛЮДАЕМОСТИ СИСТЕМЫ

При ОС анализ наблюдаемости выполняется для определения, что для рассматриваемой модели ЭС с заданной конфигурацией измерительной аппаратуры может быть получено единственное решение. В [17, 21, 34] исследуется возможность применения классических методов анализа наблюдаемости к трехфазной модели ЭС. Делается вывод, что топологический анализ наблюдаемости в классической форме не применим к трехфазным моделям, так как за счет междуфазных связей фаза без измерения согласно ему может быть идентифицирована как наблюдаемая. Но за счет того, что междуфазные магнитные связи оказывают гораздо меньшее влияние, чем проводниковая, это в дальнейшем может привести к тому, что решение для данной системы в рамках ОС не будет найдено. Численные методы анализа наблюдаемости могут быть применимы к трехфазным моделям в своей стандартной постановке и подобных проблем не имеют.

Также стоит учитывать, что в трехфазную постановку задачи ОС могут быть включены разнообразные

типы измерений, например общая мощность трех фаз, величина междуфазного напряжения, токи и напряжения нулевой последовательности. Нужно принимать во внимание, что применяемые алгоритмы анализа наблюдаемости должны иметь возможность учета всех типов измерительных устройств, используемых в рамках задачи ОС.

ПОИСК ПЛОХИХ ДАННЫХ

Методы поиска плохих данных для использующих трехфазные модели алгоритмов ОС в математической постановке практически не отличаются от подходов, применяемых для однолинейной модели. К примеру, плохие данные в РС могут быть обнаружены при анализе невязок измерений или применении алгоритмов робастного ОС. Описание данных методов для однолинейной модели можно найти в [17, 38].

При поиске ошибок измерений в РС, создании специализированных алгоритмов, необходимо учитывать особенности трехфазных моделей. Во время формирования расчетной модели для ОС или привязки поступающей телеметрии могут быть поменяны местами измерения двух фаз одного узла [17]. Тогда, если режим в течение долгого времени будет сбалансированным, такую ошибку будет невозможно идентифицировать. Также в обычной ситуации будет сложно определить ошибку в параметрах линии, если они несимметричны и также были перепутаны между фазами на этапе создания модели.

ПОИСК ТОПОЛОГИЧЕСКИХ ОШИБОК

Как было отмечено ранее, проблема получения актуальной топологии для РС стоит наиболее остро. Ввиду их размерности, а также слабой оснащенности измерительными устройствами, передающими в диспетчерские центры информацию об актуальном состоянии оборудования, в конфигурациях РС могут присутствовать ошибки. Обычно в постановке задачи ОС учитывается, что действительная топология ЭС известна, в противном случае результаты оценивания будут содержать ошибки, а алгоритмы поиска плохих данных будут работать неверно. Для поиска топологических ошибок, возникающих из-за неверно определенного состояния оборудования, могут использоваться алгоритмы, построенные на базе ОС.

Как было отмечено ранее, проблема получения актуальной топологии для РС стоит наиболее остро. Ввиду их размерности, а также слабой оснащенности измерительными устройствами, передающими в диспетчерские центры информацию об актуальном состоянии оборудования, в конфигурациях РС могут присутствовать ошибки. Обычно в постановке задачи ОС учитывается, что действительная топология ЭС известна, в противном случае результаты оценивания будут содержать ошибки, а алгоритмы поиска плохих данных будут работать неверно. Для поиска топологических ошибок, возникающих из-за неверно определенного состояния оборудования, могут использоваться алгоритмы, построенные на базе ОС.

В [44, 45] предлагается алгоритм поиска ошибок топологии для трехфазной РС, основанный на взвешенной сумме невязок, проверке критерия χ^2 , а также переборе возможных конфигураций для участков сети,

в которых подозревается наличие топологической ошибки. Для анализа схемы РС большой размерности, содержащей кольца и множество возможных точек разрыва, данный метод плохо применим, так как перебор возможных конфигураций потребует значительно времени.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За последние годы РС сделали существенный шаг вперед. Понятен перечень актуальных проблем РС, требующих решения с учетом ближайших перспектив. Существенную роль в их решении могут сыграть алгоритмы ОС. Ввиду особенностей РС подход к ОС должен основываться на трехфазной модели ЭС. Проведенный обзор показал, что с учетом особенностей РС наилучшим для них будет постановка задачи ОС, когда в качестве элементов вектора состояния выступают токи в прямоугольной форме. Другие подходы могут также применяться, но это может негативно сказаться на скорости выполнения расчетов.

В статье было показано, что анализ наблюдаемости трехфазной модели РС может выполняться численными методами, в то время как методы топологического анализа в классической постановке иногда приводит к ошибочному результату. Поиск плохих данных при ОС РС может осуществляться стандартными методами, например с помощью алгоритмов робастного ОС или анализа невязок, полученных в результате оценивания. Несмотря на то, что поиск топологических ошибок является наиболее приоритетной проблемой, в настоящий момент быстрые, универсальные методы ее решения для трехфазной модели сети отсутствуют, что является перспективной областью для дальнейших исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. B. Hayes and M. Prodanovic, "State Estimation Techniques for Electric Power Distribution Systems", in 2014 European Modelling Symposium, 2014, pp. 303–308.
2. M. Pau, P.A. Pegoraro, and S. Sulis, "Performance of three-phase WLS Distribution System State Estimation approaches", in 2015 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), 2015, pp. 138–143.
3. J. Chen, Y. Dong, and H. Zhang, "Distribution system state estimation: A survey of some relevant work", in 2016 35th Chinese Control Conference (CCC), 2016, pp. 9985–9989.
4. M. Pau, P.A. Pegoraro, and S. Sulis, "Branch current state estimator for distribution system based on synchronized measurements", in 2012 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS) Proceedings, 2012, pp. 1–6.
5. D.A. Haughton and G.T. Heydt, "A Linear State Estimation Formulation for Smart Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 1187–1195, May 2013.
6. A. Primadianto and C.N. Lu, "A Review on Distribution System State Estimation", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 5, pp. 3875–3883, Sep. 2017.
7. U. Kuhar, J. Jurše, K. Alič, G. Kandus, and A. Švigelj, "A unified three-phase branch model for a distribution-system state estimation", in 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2016, pp. 1–6.
8. Z. Zhang, M. Liu, and S. Xiao, "A Survey on State Estimation Algorithm of Distribution Grid", in 2012 Spring Congress on Engineering and Technology, 2012, pp. 1–4.
9. M. Baran and T.E. McDermott, "State estimation for real time monitoring of distribution feeders", in 2009 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2009, pp. 1–4.

10. M. Baran and T. E. McDermott, "Distribution system state estimation using AMI data", in 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 2009, pp. 1–3.
11. I. Roytelman and S. M. Shahidehpour, "State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 8, no. 4, pp. 2009–2015, Oct. 1993.
12. I. Džafić, M. Gilles, R.A. Jabr, B.C. Pal, and S. Henselmeyer, "Real Time Estimation of Loads in Radial and Unsymmetrical Three-Phase Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 4, pp. 4839–4848, Nov. 2013.
13. R. Hoffman, "Practical state estimation for electric distribution networks", in Proc. Power Syst. Conf. Exp., Atlanta, GA, USA, 2006, pp. 510–517.
14. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976. 220 с.
15. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. М.: Наука, 1990. 200 с.
16. A. Abur, A. Gomez-Exposito, "Power System State Estimation: Theory and Implementation", New-York: Marcel Dekker, 2004, pp. 327.
17. C. W. Hansen and A. S. Debs, "Power system state estimation using three-phase models", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 2, pp. 818–824, May 1995.
18. M.-S. Chen and T.-H. Chen, "Application of three-phase load flow to power system distribution automation", in 1991 International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM-91., 1991, pp. 472–478 vol.2.
19. S. Zhong and A. Abur, "Effects of nontransposed lines and unbalanced loads on state estimation", in Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 2, Jan. 2002, pp. 975–979.
20. P. Chusovitin, I. Polyakov, and A. Pazderin, "Three-phase state estimation model for distribution grids", in 2016 IEEE International Conference on the Science of Electrical Engineering (ICSEE), 2016, pp. 1–5.
21. A.P.S. Meliopoulos and F. Zhang, "Multiphase power flow and state estimation for power distribution systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, pp. 939–946, May 1996.
22. A.K. Ghosh, D.L. Lubkeman, M.J. Downey, and R.H. Jones, "Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 1, pp. 45–51, Feb. 1997.
23. N. Blaauwbroek, P. Nguyen, M. Gibescu, and H. Sloopweg, "Branch current state estimation of three phase distribution networks suitable for parallelization", in 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2016, pp. 1–5.
24. M.E. Baran and A. W. Kelley, "State estimation for real-time monitoring of distribution systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 3, pp. 1601–1609, Aug. 1994.
25. W.-M. Lin and J.-H. Teng, "State estimation for distribution systems with zero-injection constraints", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 1, pp. 518–524, Feb. 1996.
26. D. Thukaram, J. Jerome, and C. Surapong, "A robust three-phase state estimation algorithm for distribution networks", Electric Power Systems Research, vol. 55, no. 3, pp. 191–200, 2000.
27. W.-M. Lin, J.-H. Teng, and S.-J. Chen, "A highly efficient algorithm in treating current measurements for the branch-current-based distribution state estimation", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, no. 3, pp. 433–439, Jul. 2001.
28. W.M. Lin and J.H. Teng, "Distribution fast decoupled state estimation by measurement pairing", Transmission and Distribution IEE Proceedings - Generation, vol. 143, no. 1, pp. 43–48, Jan. 1996.
29. Y. Gao and N. Yu, "State estimation for unbalanced electric power distribution systems using AMI data", in 2017 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2017, pp. 1–5.
30. J.H. Teng, "Using voltage measurements to improve the results of branch-current-based state estimators for distribution systems", Transmission and Distribution IEE Proceedings - Generation, vol. 149, no. 6, pp. 667–672, Nov. 2002.
31. M.E. Baran and A.W. Kelley, "A branch-current-based state estimation method for distribution systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 483–491, Feb. 1995.
32. M. Pau, P.A. Pegoraro, and S. Sulis, "Efficient Branch-Current-Based Distribution System State Estimation Including Synchronized Measurements", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 62, no. 9, pp. 2419–2429, Sep. 2013.
33. S. Sarri, M. Paolone, R. Cherkaoui, A. Borghetti, F. Napolitano, and C.A. Nucci, "State estimation of Active Distribution Networks: Comparison between WLS and iterated kalman-filter algorithm integrating PMUs", in 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), 2012, pp. 1–8.
34. C.N. Lu, J.H. Teng, and W.H.E. Liu, "Distribution system state estimation", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 229–240, Feb. 1995.
35. A. Majumdar and B.C. Pal, "A three-phase state estimation in unbalanced distribution networks with switch modeling", 2016 IEEE First International Conference on Control, Measurement and Instrumentation (CMI), Kolkata, 2016, pp. 474–478.
36. K. Li, "State estimation for power distribution system and measurement impacts", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, pp. 911–916, May 1996.
37. H. Wang and N.N. Schulz, "A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 1, pp. 207–213, Feb. 2004.
38. R. Lukomski, T. Okon, and K. Wilkosz, "Power System Modelling", Wroclaw University of technology: Wroclaw, 2011, 252 p.
39. M.E. Baran, J. Jung, and T.E. McDermott, "Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems", in 2009 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2009, pp. 1–5.
40. F. Magnago, L. Zhang, and R. Nagarkar, "Three phase distribution state estimation utilizing common information model", in 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, 2015, pp. 1–6.
41. Болоев Е.В., Голуб И.И., Федчишин В.В. Оценка состояния распределительной сети низкого напряжения по измерениям интеллектуальных счетчиков // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. № 2. С. 95–106.
42. P. Chusovitin, I. Polyakov, O. Malozemova and A. Pazderin, "The usage of parallel calculations in state estimation algorithms", in 2017 9th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), 2017, pp. 1–5.
43. M. Pau, P.A. Pegoraro, and S. Sulis, "WLS distribution system state estimator based on voltages or branch-currents: Accuracy and performance comparison", in 2013 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), 2013, pp. 493–498.
44. M.E. Baran, J. Jung, and T.E. McDermott, "Topology error identification using branch current state estimation for distribution systems", in 2009 Transmission Distribution Conference Exposition: Asia and Pacific, 2009, pp. 1–4.
45. V. Zamani and M. Baran, "Topology processing in distribution systems by Branch Current based state estimation", in 2015 North American Power Symposium (NAPS), 2015, pp. 1–5.

Поступила в редакцию 10 марта 2018 г.

A REVIEW ON THREE-PHASE STATE ESTIMATION APPROACHES OF DISTRIBUTION NETWORKS

Ilya D. Polyakov

Posgraduate Student, the Automated electrical systems department, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N.Yeltsin, Ekaterinburg, Russia. E-mail: a.v.pazderin@urfu.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0983-7021>

Andrey V. Pazderin

Ph.D. (Eng.), the Head of the Automated electrical systems department, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N.Yeltsin, Ekaterinburg, Russia. E-mail: a.v.pazderin@urfu.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4826-2387>

Recently, more attention has been paid to distribution networks in power industry. They technological infrastructure is improved and the need for modern programs and methods is growing. They should be aimed at improving approaches of distribution network control. In the near future, necessity in state estimation distribution networks can arise because smart grids technologies are introduced in this area and gradually distribution networks are transformed into more complex structures.

The most accepted state estimation approaches for any types of distribution networks are considered in the paper. In view of the differences between distribution networks and transmission grids, the usage of power system three-phase model is proposed for state estimation. A state vector in this task consists of phase parameters. The benefits and drawbacks analysis of three-phase state estimation approaches based on the weighted least squares method is presented. In this method a system state vector consists of currents or voltages written in polar or rectangular forms. The strengths and weaknesses of alternative state estimation methods applying are analyzed. Current distribution network problems are listed in the paper. They can be solved by making use of state estimation algorithms and other methods based on them. Furthermore, different approaches for network observability analysis of three-phase model, topology errors processing and bad data identification in a measurement vector are discussed.

Keywords: state estimation, distribution networks, three-phase state estimation, three-phase model of power system, three-phase measurements, network observability analysis of three-phase model, bad data identification, topology error processing in three-phase model, weighted least squares method, smart grids.

REFERENCES

1. B. Hayes and M. Prodanovic, "State Estimation Techniques for Electric Power Distribution Systems", in 2014 European Modelling Symposium, 2014, pp. 303–308.
2. M. Pau, P.A. Pegoraro, and S. Sulis, "Performance of three-phase WLS Distribution System State Estimation approaches", in 2015 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), 2015, pp. 138–143.
3. J. Chen, Y. Dong, and H. Zhang, "Distribution system state estimation: A survey of some relevant work", in 2016 35th Chinese Control Conference (CCC), 2016, pp. 9985–9989.
4. M. Pau, P.A. Pegoraro, and S. Sulis, "Branch current state estimator for distribution system based on synchronized measurements", in 2012 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS) Proceedings, 2012, pp. 1–6.
5. D.A. Haughton and G.T. Heydt, "A Linear State Estimation Formulation for Smart Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 1187–1195, May 2013.
6. A. Primadianto and C.N. Lu, "A Review on Distribution System State Estimation", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 5, pp. 3875–3883, Sep. 2017.
7. U. Kuhar, J. Jurše, K. Alič, G. Kandus, and A. Švigelj, "A unified three-phase branch model for a distribution-system state estimation", in 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2016, pp. 1–6.
8. Z. Zhang, M. Liu, and S. Xiao, "A Survey on State Estimation Algorithm of Distribution Grid", in 2012 Spring Congress on Engineering and Technology, 2012, pp. 1–4.
9. M. Baran and T.E. McDermott, "State estimation for real time monitoring of distribution feeders", in 2009 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2009, pp. 1–4.
10. M. Baran and T.E. McDermott, "Distribution system state estimation using AMI data", in 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 2009, pp. 1–3.
11. I. Roytelman and S.M. Shahidehpour, "State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 8, no. 4, pp. 2009–2015, Oct. 1993.
12. I. Džafić, M. Gilles, R.A. Jabr, B.C. Pal, and S. Henselmeyer, "Real Time Estimation of Loads in Radial and Unsymmetrical Three-Phase Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 4, pp. 4839–4848, Nov. 2013.
13. R. Hoffman, "Practical state estimation for electric distribution networks", in Proc. Power Syst. Conf. Exp., Atlanta, GA, USA, 2006, pp. 510–517.
14. Gamm A.Z. Statisticheskie metody ocenivaniia sostoianii elektroenergeticheskikh sistem. Moscow: Nauka, 1976. 220 p. (In Russian)
15. Gamm A.Z., Golub I.I. Nabludaemost elektroenergeticheskikh sistem. Moscow: Nauka, 1990. 200 p. (In Russian)
16. A. Abur, A. Gomez-Exposito, "Power System State Estimation: Theory and Implementation", New-York: Marcel Dekker, 2004, 327 p.
17. C. W. Hansen and A. S. Debs, "Power system state estimation using three-phase models", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 2, pp. 818–824, May 1995.
18. M.-S. Chen and T.-H. Chen, "Application of three-phase load flow to power system distribution automation", in 1991 International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM-91., 1991, pp. 472–478 vol. 2.
19. S. Zhong and A. Abur, "Effects of nontransposed lines and unbalanced loads on state estimation", in Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 2, Jan. 2002, pp. 975–979.
20. P. Chusovitin, I. Polyakov, and A. Pazderin, "Three-phase state estimation model for distribution grids", in 2016 IEEE International Conference on the Science of Electrical Engineering (ICSEE), 2016, pp. 1–5.
21. A.P.S. Meliopoulos and F. Zhang, "Multiphase power flow and state estimation for power distribution systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, pp. 939–946, May 1996.
22. A.K. Ghosh, D.L. Lubkeman, M.J. Downey, and R.H. Jones, "Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12,

- no. 1, pp. 45–51, Feb. 1997.
23. N. Blaauwbroek, P. Nguyen, M. Gibescu, and H. Sloopweg, “Branch current state estimation of three phase distribution networks suitable for parallelization”, in 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2016, pp. 1–5.
 24. M.E. Baran and A.W. Kelley, “State estimation for real-time monitoring of distribution systems”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 3, pp. 1601–1609, Aug. 1994.
 25. W.-M. Lin and J.-H. Teng, “State estimation for distribution systems with zero-injection constraints”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 1, pp. 518–524, Feb. 1996.
 26. D. Thukaram, J. Jerome, and C. Surapong, “A robust three-phase state estimation algorithm for distribution networks”, Electric Power Systems Research, vol. 55, no. 3, pp. 191–200, 2000.
 27. W.-M. Lin, J.-H. Teng, and S.-J. Chen, “A highly efficient algorithm in treating current measurements for the branch-current-based distribution state estimation”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, no. 3, pp. 433–439, Jul. 2001.
 28. W.M. Lin and J.H. Teng, “Distribution fast decoupled state estimation by measurement pairing”, Transmission and Distribution IEE Proceedings - Generation, vol. 143, no. 1, pp. 43–48, Jan. 1996.
 29. Y. Gao and N. Yu, “State estimation for unbalanced electric power distribution systems using AMI data”, in 2017 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2017, pp. 1–5.
 30. J.H. Teng, “Using voltage measurements to improve the results of branch-current-based state estimators for distribution systems”, Transmission and Distribution IEE Proceedings - Generation, vol. 149, no. 6, pp. 667–672, Nov. 2002.
 31. M.E. Baran and A.W. Kelley, “A branch-current-based state estimation method for distribution systems”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 483–491, Feb. 1995.
 32. M. Pau, P.A. Pegoraro, and S. Sulis, “Efficient Branch-Current-Based Distribution System State Estimation Including Synchronized Measurements”, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 62, no. 9, pp. 2419–2429, Sep. 2013.
 33. S. Sarri, M. Paolone, R. Cherkaoui, A. Borghetti, F. Napolitano, and C.A. Nucci, “State estimation of Active Distribution Networks: Comparison between WLS and iterated kalman-filter algorithm integrating PMUs”, in 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), 2012, pp. 1–8.
 34. C.N. Lu, J.H. Teng, and W.H.E. Liu, “Distribution system state estimation”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 229–240, Feb. 1995.
 35. A. Majumdar and B.C. Pal, “A three-phase state estimation in unbalanced distribution networks with switch modelling”, 2016 IEEE First International Conference on Control, Measurement and Instrumentation (CMI), Kolkata, 2016, pp. 474–478.
 36. K. Li, “State estimation for power distribution system and measurement impacts”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, pp. 911–916, May 1996.
 37. H. Wang and N.N. Schulz, “A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 1, pp. 207–213, Feb. 2004.
 38. R. Lukomski, T. Okon, and K. Wilkosz, “Power System Modelling”, Wroclaw University of technology: Wroclaw, 2011, 252 p.
 39. M.E. Baran, J. Jung, and T. E. McDermott, “Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems”, in 2009 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2009, pp. 1–5.
 40. F. Magnago, L. Zhang, and R. Nagarkar, “Three phase distribution state estimation utilizing common information model”, in 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, 2015, pp. 1–6.
 41. Boloev E.V., Golub I.I., Fedchishin V.V. Otsenivanie sostoiania raspredelitelnoi seti nizkogo napriazheniia po izmereniam intellektualnykh schetchikov. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2018, no. 2, pp. 95-106. (In Russian)
 42. P. Chusovitin, I. Polyakov, O. Malozemova and A. Pazderin, “The usage of parallel calculations in state estimation algorithms”, in 2017 9th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), 2017, pp. 1–5.
 43. M. Pau, P.A. Pegoraro, and S. Sulis, “WLS distribution system state estimator based on voltages or branch-currents: Accuracy and performance comparison”, in 2013 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), 2013, pp. 493–498.
 44. M.E. Baran, J. Jung, and T.E. McDermott, “Topology error identification using branch current state estimation for distribution systems”, in 2009 Transmission Distribution Conference Exposition: Asia and Pacific, 2009, pp. 1–4.
 45. V. Zamani and M. Baran, “Topology processing in distribution systems by Branch Current based state estimation”, in 2015 North American Power Symposium (NAPS), 2015, pp. 1–5.

Поляков И.Д., Паздерин А.В. Обзор подходов к трехфазному оцениванию состояния распределительных сетей // Электротехнические системы и комплексы. 2018. № 2(39). С. 18-27. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-2\(39\)-18-27](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-2(39)-18-27)

Polyakov I.D., Pazderin A.V. A Review on Three-Phase State Estimation Approaches of Distribution Networks. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2018, no. 2(39), pp. 18-27. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-2\(39\)-18-27](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-2(39)-18-27)