

## ОСОБЕННОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И ПРОТЕКАНИЯ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

П.В. Илюшин

Институт энергетических исследований Российской академии наук,  
г. Москва, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5183-3040>, [ilyushin.pv@mail.ru](mailto:ilyushin.pv@mail.ru)

**Резюме:** *ЦЕЛЬ.* Исследование особенностей распределительных сетей, наиболее существенных в отношении устойчивости генераторов объектов распределенной генерации (РГ) и электродвигателей в составе нагрузки. *МЕТОДЫ.* Расчеты электромеханических переходных процессов при аварийных возмущениях в распределительных сетях, прилегающих к объектам РГ, выполнены в программном комплексе MUSTANG-90 для выявления особенностей возникновения и протекания аварийных режимов. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Расчетами обосновано, что аварии в распределительных сетях с наиболее тяжелыми последствиями начинаются с перегрузок и последовательного отключения линий электропередачи, с дальнейшим развитием лавины напряжения. Выявлено значительное влияние на характер протекания и параметры переходных процессов электродвигателей в составе нагрузки, если их суммарная мощность соизмерима с мощностью генераторов объектов РГ. Представлены особенности возникновения, протекания и ликвидации асинхронных режимов (АР) в распределительных сетях. Доказано, что глубокое секционирование сети может приводить к возникновению неблагоприятных условий в отношении динамической устойчивости генераторов объектов РГ. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ.** В распределительных сетях с малыми эквивалентными сопротивлениями между генераторами нарушения статической устойчивости генераторов начинаются с перегрузок элементов сети, значительно превышающих допустимые. Высока вероятность возникновения АР в распределительных сетях с генераторами объектов РГ, имеющими малые значения механических постоянных инерции. Глубокое секционирование распределительной сети ослабляет ее, снижает надежность электроснабжения потребителей, что требуется оптимизации ее структуры при планировании развития. При присоединении объектов РГ необходимо определить пригодность выбранных типов генераторов условиям электроснабжения/электропотребления и режимам работы распределительной сети.

**Ключевые слова:** *распределительная сеть; аварийный режим; объект распределенной генерации; асинхронный режим; ресинхронизация; секционирование.*

**Благодарности:** *Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 21-79-30013) в Институте энергетических исследований Российской академии наук.*

## HOW EMERGENCIES OCCUR AND PROGRESS IN DISTRIBUTION GRIDS WITH DISTRIBUTED GENERATION

PV. Ilyushin

Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5183-3040>, [ilyushin.pv@mail.ru](mailto:ilyushin.pv@mail.ru)

**Abstract:** *THE PURPOSE.* To research the features of distribution grids that have the most profound impact on the stability of generators running at distributed generation (DG) facilities and that of the motors in the load. *METHODS.* Electromechanical transients as caused by emergencies in the grids adjacent to the DG facilities were modeled in MUSTANG-90 software in order to investigate how such emergencies would occur and progress. *RESULTS.*

*Calculations show that in distribution grids, the most severe accidents, consequence-wise, begin with overloads and consecutive outage of power transmission lines that further escalates into a voltage collapse. Motors in the load, if their total power is on part with the output of generators at DG facilities, affect the progress and parameters of transients significantly. The paper discusses how asynchronous operation is triggered, progresses, and can be addressed in a distribution grid. It shows that deep partitioning of the grid may compromise the dynamic stability of generators at DG facilities. CONCLUSIONS. In a distribution grid where equivalent inter-generator impedances are low, static destabilization of generators is triggered by overloading the grid components beyond acceptable limits. Asynchronous operation will likely occur in a distribution grid where the generators at the DG facilities have low mechanical constants of inertia. Deep partitioning of a distribution grid will weaken it and compromise the reliability of electricity delivery; thus, grid structure needs thorough optimization for any expansion project. When connecting DG facilities, the generators of choice must be tested for their suitability for the given electricity delivery and consumption parameters as well as for the operating parameters of the distribution grid.*

**Keywords:** *distribution grid; emergency operation; distributed generation facility; asynchronous operation; resynchronization; partitioning.*

**Acknowledgments:** *This work is supported by the Russian Science Foundation under grant 21-79-30013 in The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences.*

### **Введение**

В последнее десятилетие в мировой и отечественной электроэнергетике основные усилия менеджмента направлены на реализацию организационных и технических мероприятий в трех направлениях, определяющих основные тренды изменений в отрасли: децентрализация, декарбонизация и цифровизация.

Эти шаги продиктованы необходимостью удовлетворения потребностей общества в доступности необходимых видов энергии в требуемых объемах и по приемлемым ценам, а также в обеспечении надежности и безопасности энергоснабжения различных потребителей.

Тренд на децентрализацию реализуется в виде увеличения доли объектов распределенной генерации (РГ), в том числе на основе возобновляемых источников энергии, в структуре генерирующих мощностей, интегрируемых в энергосистему или изолированные энергорайоны, что приводит к существенному изменению характера и протекания и параметрам переходных процессов [1-3].

Ввод объектов РГ позволяет их владельцам обеспечивать энергонезависимость и надежность электроснабжения собственных особо ответственных электроприемников, а также получать более дешевые энергоресурсы, содействуя, таким образом, снижению себестоимости и повышению конкурентоспособности производимой продукции.

В рассматриваемом диапазоне мощностей (от единиц до десятков МВт) лидирующее положение занимают следующие виды объектов РГ:

- Во всем диапазоне мощностей – газотурбинные электростанции (ГТЭС);
- В нижней части диапазона – газопоршневые (ГПЭС) и дизельные (ДЭС);
- В верхней части диапазона – парогазовые (ПГЭС), где большая часть мощности вырабатывается газотурбинными установками (ГТУ) [4, 5].

Сбалансированное использование в энергосистемах традиционных электростанций и объектов РГ содействует повышению живучести и управляемости энергосистем, интенсивному развитию экономики регионов, создавая спрос на внедрение инноваций в электроэнергетике [6, 7].

Интеграция объектов РГ является эффективным инструментом оптимизации инвестиций в модернизацию генерирующего оборудования на традиционных электростанциях. В ряде случаев экономически эффективен ввод объектов РГ взамен сооружения электросетевых объектов для технологического присоединения новых потребителей. Эффективно строительство объектов РГ взамен реконструкции электросетевых объектов с увеличением пропускной способности линий электропередачи (ЛЭП) и силовых трансформаторов.

Важно отметить, что аварийные режимы в распределительных сетях среднего и высокого напряжения имеют свои специфические особенности, которые следует учитывать при интеграции и функционировании в них объектов РГ. Рассмотрим эти

особенности и связанные с ними ограничения.

Целью исследования является выявление особенностей распределительных сетей, наиболее существенных в отношении устойчивости генераторов объектов распределенной генерации (РГ) и электродвигателей в составе нагрузки.

**Литературный обзор**

Общими факторами, характеризующими распределительную сеть и определяющими характер протекания переходных процессов, с учетом существенной вариабельности этих параметров, являются:

- эквивалентные сопротивления  $x_{внеш}$  связей между электростанциями, выраженные в отн. ед. и приведенные к базисным единицам тех генераторов, устойчивость которых проверяется ( $S_{баз} = S_{г.ном}$ ,  $U_{баз} = U_{г.ном}$ ). Чем меньше  $x_{внеш}$ , тем при прочих равных условиях устойчивость генераторов выше;

- интенсивность влияния переходных процессов в нагрузках на переходные процессы генераторов. Наибольшее влияние нагрузки имеет место тогда, когда скольжения электродвигателей значительно превышают критические значения. Влияние нагрузки на генераторы тем больше, чем меньше сопротивления между выводами генераторов и шинами электроприемников.

В отношении первого фактора важно, что выраженные в отн. ед. реактивные сопротивления  $x_{внеш}$  подчиняются статистической закономерности по которой эти сопротивления тем больше, чем больше мощность электростанции, для которой значение  $x_{внеш}$  рассчитано. Это обусловлено тем, что соответствующие сопротивления в Омах ( $X_{внеш}$ ) определяются плотностью сети. При этом базисные сопротивления обратно пропорциональны мощностям электростанций:

$$Z_{баз} = U_{ном.сети}^2 / \sum S_{г.ном}$$

Следовательно, относительные сопротивления  $x_{внеш} = X_{внеш} / Z_{баз}$  в среднем пропорциональны  $\sum S_{г.ном}$ . Учитывая, что помимо нормальной существует ряд ремонтных схем сети, а также в работе может находиться разный состав включенного генерирующего оборудования, то реальным схемно-режимным ситуациям будут соответствовать значения  $x_{внеш} = f(\sum P_{г.ном})$ . Уменьшению числа включенных генераторов соответствует уменьшение  $\sum P_{г.ном}$  и  $x_{внеш}$  (увеличивается значение  $Z_{баз}$ ), как показано на рисунке 1.

Секционирование распределительной сети требует рассмотрения каждой части электростанции (объекта РГ) в отдельности. Переход от полной схемы (рис. 2а) к секционированной схеме (рис. 2б) значение  $x_{внеш}$  не изменяется, так как увеличиваются  $X_{внеш}$  и  $Z_{баз}$ , а при несимметричной схеме (рис. 2с) одно из значений  $x_{внеш}$  станет меньше, а другое больше, как показано на (рис. 2д) [8, 9].

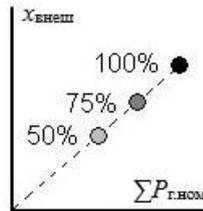


Рис. 1. График изменения  $x_{внеш}$  при уменьшении числа включенных генераторов

Fig. 1.  $x_{ext}$  as affected by reducing the number of generators online

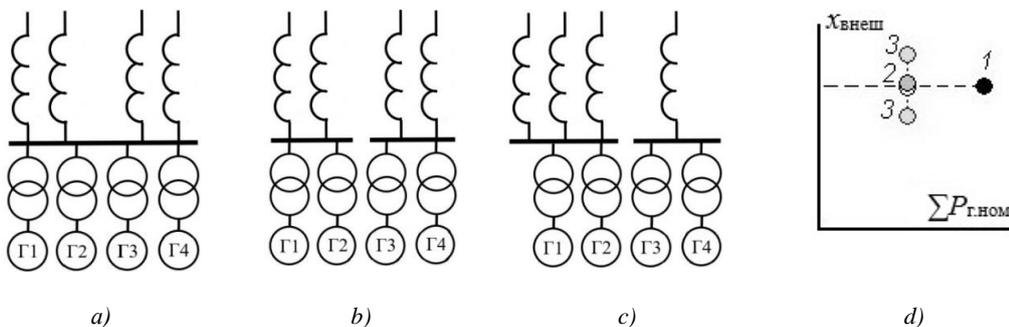


Рис. 2. Изменение значений  $x_{внеш}$  при секционировании шин электростанции: (а-с) – варианты секционирования шин, (д) – график изменения  $x_{внеш}$

Fig. 2.  $x_{ext}$  as affected by partitioning the power plant busbars: (a) to (c) are busbar partitioning variants; (d) is the  $x_{ext}$  curve

В магистральных сетях варибельность значений  $x_{\text{внеш}}$  значительно больше, чем в распределительных, так как они охватывают небольшие по площади территории и в них отсутствуют, как правило, «слабые» сечения. Так как задачи устойчивости связаны в основном со «слабыми» сечениями, то вопросы обеспечения динамической устойчивости в этих сетях стоят менее остро. Анализ системных аварий показал, что тяжелые аварии в распределительных сетях развиваются иначе, чем в магистральных [10-12].

В отношении второго фактора известно, что переходные процессы в нагрузке оказывают влияние на динамическую устойчивость генераторов в распределительной сети. При мощностях генераторов, соизмеримых с суммарными мощностями двигательной нагрузки на промышленных предприятиях или других групп электроприемников с достаточно однородной нагрузкой, влияние нагрузки существенно.

#### Материалы и методы

Расчеты электромеханических переходных процессов при аварийных возмущениях в прилегающей к объекту РГ распределительной сети были выполнены в программном комплексе MUSTANG-90 (Россия) для выявления особенностей возникновения и протекания аварийных режимов.

При нарушениях динамической устойчивости генераторов в распределительной сети, снижения напряжения в сети играют большую роль, чем увеличение угла ротора относительно других генераторов ( $\Delta\delta$ ).

Нарушение апериодической статической устойчивости, возникающее при превышении мощности, передаваемой через слабое сечение энергосистемы, происходит тогда, когда передаваемая мощность  $P(\Delta\delta)$  достигнет своего максимума. Нарушение динамической устойчивости происходит аналогичным образом, когда взаимный угол  $\Delta\delta$  увеличится настолько, что возврат к синхронной работе будет невозможным.

В магистральных сетях нарушения статической устойчивости и переход генераторов в асинхронный режим (АР) могут не сопровождаться значительными снижениями напряжения на шинах электростанций, так как основная часть эквивалентного сопротивления между ЭДС генераторов, взаимная устойчивость которых нарушается, приходится на слабое (или перегруженное) сечение.

#### Результаты

Рассмотрим результаты расчетов переходных процессов в распределительной сети напряжением 220 кВ, вызванные одновременным отключением 2-х ЛЭП, расположенных в общем коридоре более, чем на половине длины более короткой ЛЭП, в результате однофазного КЗ, вблизи вводимой в эксплуатацию газотурбинной электростанции (ГТЭС). В этом случае возникает асинхронный режим (рис. 3а), прерываемый действием автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

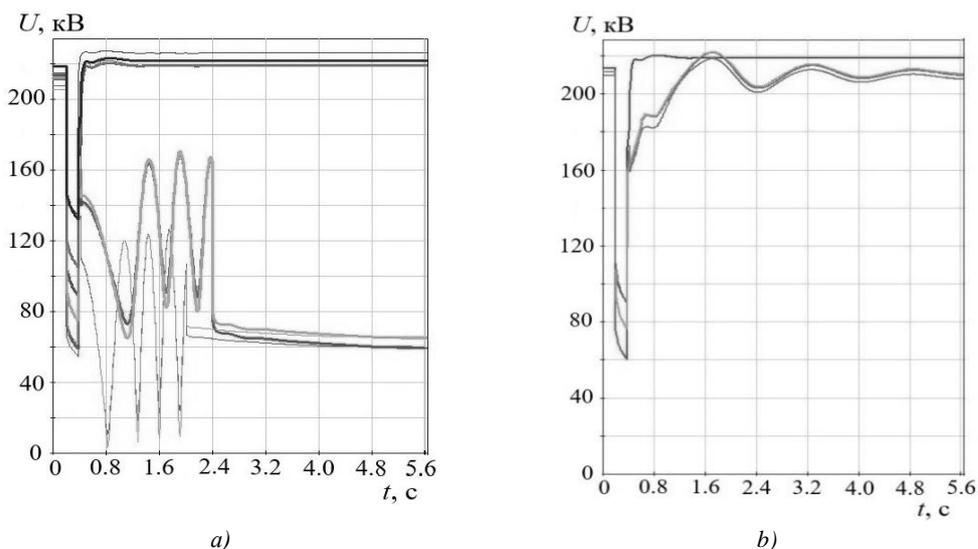


Рис. 3. Напряжения в переходном процессе при КЗ вблизи ГТЭС: (а) – в самозапуске участвует вся нагрузка (тонкие линии – ГТЭС отключена, жирные линии – ГТЭС в работе); (б) – 30% нагрузки отключается при  $U < 0,7U_{\text{ном}}$  (ГТЭС в работе)

Fig. 3. Transient voltages in case of a near-GTPP SC: (a) the entire load is self-starting (thin lines mean the GTPP is offline, thick lines mean the GTPP is online); (b) 30% of the load disconnected at  $U < 0.7U_{\text{ном}}$  (GTPP online)

Если учесть, что провал напряжения при КЗ вызывает значительный сброс нагрузки (действие защит минимального напряжения и др.), за счет чего снижаются токи, потребляемые из сети затормозившимися электродвигателями, то это содействует повышению напряжения в сети и предотвращает нарушение динамической устойчивости генераторов ГТЭС (рис. 3*b*) [13, 14].

Влияние переходных процессов в нагрузке на устойчивость генераторов в распределительных сетях больше, чем в магистральных, по двум причинам:

- При возмущениях в магистральных сетях в общий переходный процесс вовлекаются нагрузки многих потребителей, следовательно индивидуальные особенности отдельных потребителей сглаживаются и их учет менее важен;
- При КЗ в магистральных сетях провал напряжения на шинах электроприемников потребителей, как правило, значительно меньше, чем при КЗ в распределительных, с учетом сопротивлений силовых трансформаторов.

Следовательно, при решении задачи обеспечения устойчивости генераторов электростанций, в том числе объектов РГ, подключаемых к распределительным сетям, приходится учитывать свойства нагрузки в прилегающих узлах сети. Опыт проведения расчетов режимов показывает, что при использовании расчетных схем, в которых не учтены модели асинхронных двигателей (АД) в узлах нагрузки, полученные результаты в большинстве случаев некорректны [15, 16].

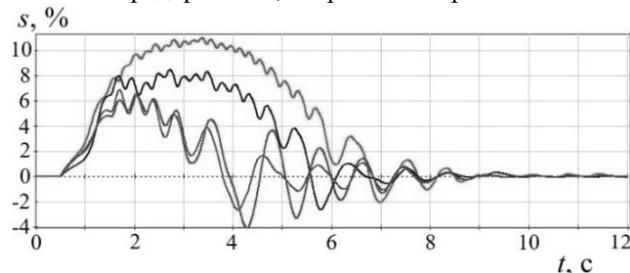
В распределительных сетях с малыми эквивалентными сопротивлениями между генераторами нарушения статической устойчивости генераторов в результате превышения передаваемой мощности в каком-либо сечении возможно только при перегрузках сети, которые значительно превышают допустимые. Поэтому, процесс нарушения устойчивости в распределительных сетях развивается в начальной фазе в виде перегрузки элементов сети.

Первый этап – рост токовой нагрузки в сети (при допустимых напряжениях в узлах), отключения ЛЭП, обусловленные прямо или косвенно их перегрузками, соответствующее ослабление сети, еще больший рост токовых нагрузок и новые отключения.

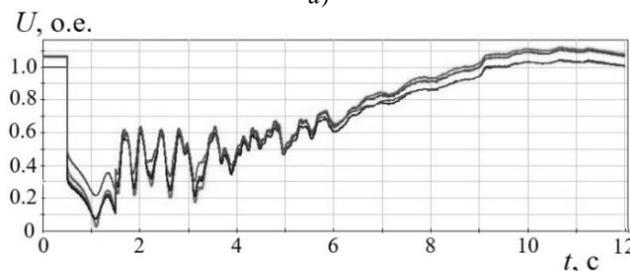
Второй этап – понижения напряжения у потребителей становятся настолько значительными, что приводят к росту потребления ими реактивной мощности, что еще более понижает напряжение и провоцирует возникновение лавины напряжения.

В данной ситуации развитие аварии не начинается с нарушения устойчивости генераторов, а заканчивается ей, причем основным влияющим фактором является значительное снижение напряжения у потребителей, что приводит к уменьшению их эквивалентного сопротивления на «землю», увеличению эквивалентного взаимного сопротивления между генераторами и росту углов  $\Delta\delta$ . Пример такого процесса в распределительной сети 110 кВ приведен на рисунке 4.

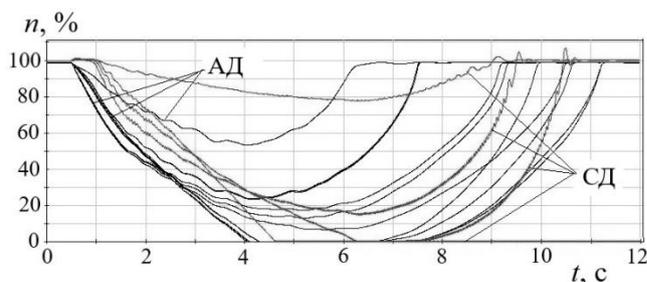
В переходном процессе (рис. 4) провал напряжения длительностью 1 с на участке распределительной сети 110 кВ, прилегающей к ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 вызвал переход генераторов ТЭЦ в АР. В начале переходного процесса скольжения генераторов –  $s$  (рис. 4*a*) растут сравнительно медленно, а затем их рост значительно ускоряется из-за глубокого понижения напряжения (рис. 4*b*), обусловленного торможением электродвигателей на ближайших промышленных предприятиях, скорости которых –  $n$  показаны на рис. 4*c*.



a)



b)



с)

Рис. 4. Переходный процесс с возникновением асинхронного режима и ресинхронизацией генераторов ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2

Fig. 4. Transient response to the asynchronous operation and resynchronization of CHP-1 and CHP-2 generators

Окончание АР совпадает с успешным самозапуском большей части электродвигателей, однако самозапуск части синхронных двигателей (СД) при этом неуспешна [17, 18].

Следовательно, переходные процессы, определяющие устойчивость генераторов в распределительной сети, в том числе объектов РГ, и устойчивость (самозапуск) электродвигателей, тесно связаны через напряжение.

В распределительных сетях из-за большого количества близко расположенных электростанций, включая объекты РГ, имеющих среднюю и малую мощность, нарушения динамической устойчивости в результате КЗ являются, как правило, локальными, затрагивающими небольшой участок сети.

Рассмотрим пример возникновения АР на парогазовой электростанции (ПГЭС) с тремя газотурбинными (ГТУ) и одной паротурбинной установкой (ПТУ) при трехфазном КЗ на ЛЭП 110 кВ, отходящей от подстанции ПС-2 с отказом выключателя и действием устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ). Упрощенная однолинейная схема фрагмента распределительной сети 110 кВ с ПГЭС приведена на рисунке 5.

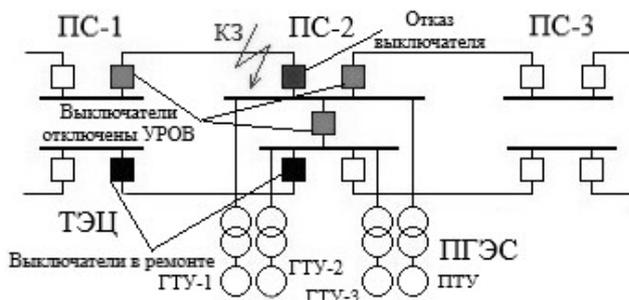


Рис. 5. Упрощенная однолинейная схема фрагмента распределительной сети 110 кВ с ПГЭС

Fig. 5. Simplified single-line diagram of a fragment of a 110-kV distribution grid carrying a CCGTP

На рисунке 6 показан кратковременный многомашинный АР: переходные процессы в ГТУ и ПТУ на ПГЭС почти независимы, что обусловлено малым  $x_{внеш}$  ПГЭС по отношению к другим электростанциям в сети и большими взаимными сопротивлениями между собой.

На рисунке 6 возможно идентифицировать следующие участки:

- $t < 3,5$  с – двухмашинный АР (ГТУ-1 – ГТУ-3) и ПТУ,
- $4 < t < 4,5$  с – двухмашинный АР ПТУ и кратковременная ресинхронизация ГТУ-1 – ГТУ-3,
- $4,5 < t < 5$  с – двухмашинный АР (ГТУ-1 – ГТУ-3) и ПТУ,
- $5 < t < 6,5$  с – многомашинный АР,  $f_{ГТУ-1 - ГТУ-3} > f_{ПТУ} > f_{сети}$ ,
- $t > 7$  с – ресинхронизация ГТУ-1 и ПТУ, кратковременная ресинхронизация ГТУ-2 и ГТУ-3,
- при  $t \approx 8$  с кратковременно имеют место три частоты:  $f_{ГТУ-2} > f_{ГТУ-3} > f_{сети}$ .

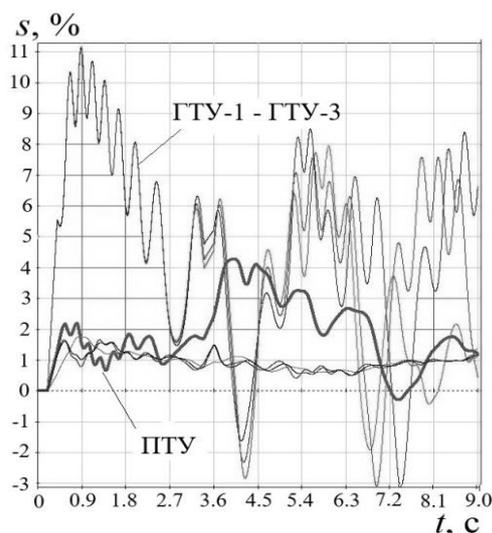


Рис. 6. Переходный процесс с кратковременным АР при трехфазном КЗ вблизи ПГЭС

Fig. 6. Transient: short-term asynchronous operation due to a three-phase SC near the CCGTP

В распределительных сетях электрический центр качаний (ЭЦК) редко находится вне электростанции, в ряде случаев ЭЦК находится вблизи выводов генераторов, чаще – в повышающем трансформаторе. Это – прямое следствие большого количества связей в распределительной сети и малых относительных сопротивлений  $x_{внеш}$ . Вероятность самопроизвольной ресинхронизации генераторов при этом значительна, однако и велика вероятность того, что АР перейдет в многомашинный, что будет препятствовать ресинхронизации (рис. 6) [19-21].

Это обусловлено двумя обстоятельствами:

- в узлах сети с большим количеством СД, возникновение АР генераторов на ближайших электростанциях, как правило, приводит к нарушению синхронной работы СД (возможна обратная последовательность событий),

- многомашинный АР возможен, если на одном участке сети работают ПТУ и ГТУ со свободной силовой газовой турбиной. Последние имеют значения механической постоянной инерции в два-три раза меньшие, чем ПТУ и одновальные ГТУ. Нарушение устойчивости группы таких генераторов с большой вероятностью приводит к многомашинному АР.

В магистральных сетях для ликвидации АР применяется разделение асинхронно работающих частей энергосистемы настолько быстрое, чтобы вторичные нарушения устойчивости не успели развиваться.

В распределительных сетях такой способ малоэффективен, так как АР сразу же становится многомашинными. Учитывая, что ЭЦК находится вблизи генератора, то устройство АЛАР успешно отключают его даже в условиях многомашинного АР. При возникновении АР с участием выпавших из синхронизма СД их следует отключать, что существенно облегчит самопроизвольную ресинхронизацию генераторов.

Рост нагрузок в крупных городах и мегаполисах при ограниченных возможностях развития электрических сетей привел к тому, что токи КЗ в них превышают отключающую способность выключателей. Например, в московской энергосистеме уровень токов КЗ в нормальной схеме сети был бы более 120 кА, что вдвое превышает существующую коммутационную способность выключателей (63 кА). Для ограничения токов КЗ в сетях 110-220 кВ практически реализуемыми техническими решениями являются:

#### 1. Использование неуправляемых токоограничивающих реакторов (ТОР).

Данный способ наиболее простой, однако по условиям устойчивости и регулирования напряжения (особенно на ПС в концах тупиковых ЛЭП), значительные сопротивления ТОР недопустимы. Необходимое количество ТОР с малыми сопротивлениями (1 – 4 Ом) велико.

#### 2. Использование управляемых токоограничивающих устройств (ТОУ).

Эти устройства способны, в первом приближении безынерционно, увеличивать свое индуктивное сопротивление в десятки раз, а после ликвидации КЗ восстанавливать нормальное состояние. Общим недостатком ТОР и ТОУ является сложность их размещения на действующих ПС.

### 3. Секционирование сети.

Токи КЗ особенно велики на тех ПС, где в месте КЗ суммируются токи подпитки от многих источников (электростанции; трансформаторы связи с магистральными сетями). При отключении части выключателей на шинах будет суммироваться меньшее число токов подпитки и суммарный ток КЗ уменьшится. Наиболее эффективны и безопасны с точки зрения надежности сети отключения шиносоединительных (секционных) выключателей.

В настоящее время секционирование распределительных сетей напряжением 110-220 кВ является вынужденной и широко используемой мерой. Очевидно, что секционирование ослабляет сеть и снижает надежность электроснабжения потребителей. Практический опыт показывает, что достаточно глубокое секционирование не приводит к немедленным тяжелым последствиям. Возможности секционирования сети ограничены условиями обеспечения ее управляемости, кроме того, ее развитие с интеграцией новых электростанций и потребителей должно продолжаться.

Рассмотрим пример распределительной сети напряжением 220 кВ, в которой глубокое секционирование привело к возникновению неблагоприятных условий в отношении динамической устойчивости генераторов электростанций. На рисунке 7 показан переходный процесс, вызванный двухфазным КЗ на землю на ЛЭП 220 кВ с отказом выключателя на ПС-1 и действием УРОВ.

В переходном процессе на рисунке 7а,б в процессе АР наблюдается попытка ресинхронизации генераторов на ТЭЦ при  $t \approx 4,3$  с, однако она оказывается неуспешной, так как в прилегающих узлах нагрузки из-за низких напряжений электродвигатели тормозятся.

Анализ серии расчетов переходных процессов показал, что тяжесть последствий КЗ определяется не начальным сбросом мощности генераторов, зависящим от вида КЗ, а послеаварийным состоянием сети, которое при трехфазном, а не пофазном управлении выключателями, от вида КЗ не зависит.

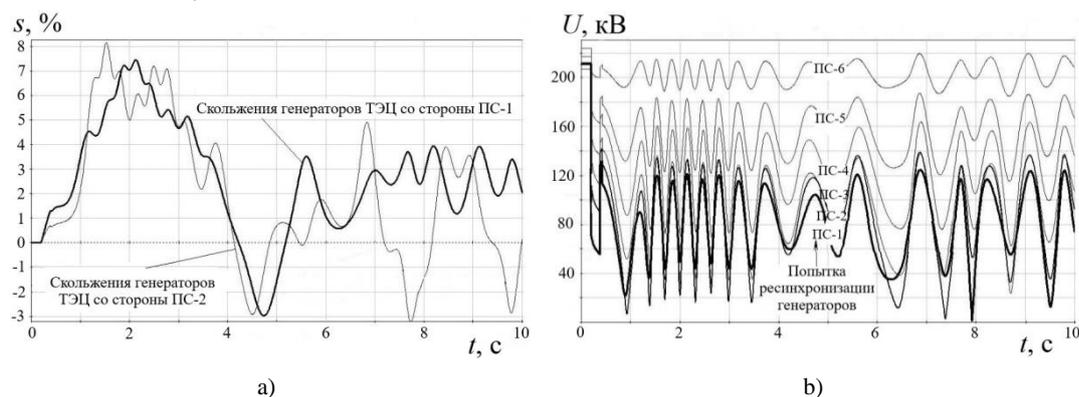


Рис. 7. Переходный процесс при двухфазном КЗ на землю (глубоко секционированная сеть): (а) – скольжения генераторов со стороны ПС-1 и ПС-2; (б) – напряжения на шинах прилегающих ПС

Fig. 7. Transient in case of a two-phase ground fault in a deeply partitioned grid: (a) SS-1 and SS-2 generator slips; (b) busbar voltages of the adjacent SS's

Если на ПС-1 установить ТОУ, последовательно с секционным выключателем, то это позволило бы включить секционные выключатели в прилегающей сети 220 кВ, при этом переходный процесс развивался бы совершенно иначе, как показано на рисунках 8 а,б.

В переходном процессе на рисунке 8 не возникает вторичных нарушений устойчивости и самозапуск электродвигателей в узлах нагрузки проходит быстро и без затруднений.

Поэтому, если авария в глубоко секционированной сети развивается медленно, то на соответствующем участке сети следует выполнить ее десекционирование для уменьшения объема отключения нагрузки и снижения негативных последствий секционирования.

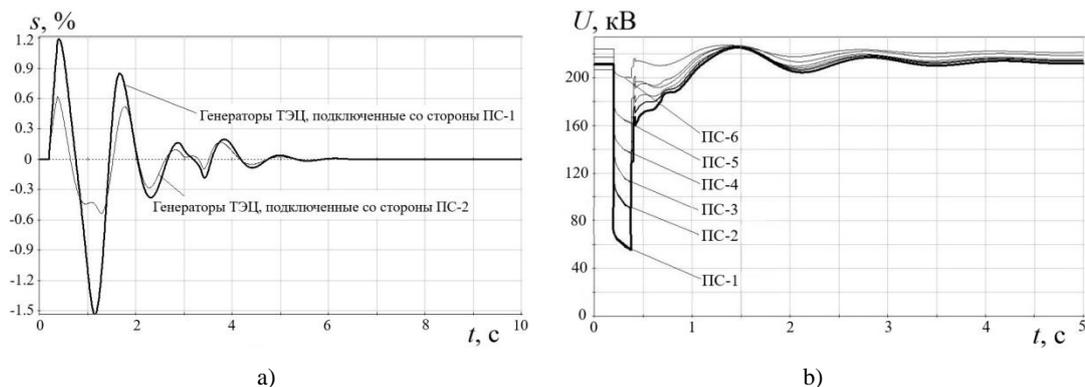


Рис. 8. Переходный процесс при двухфазном КЗ на землю (установлено ТОУ на ПС-1): (а) – скольжения генераторов со стороны ПС-1 и ПС-2; (б) – напряжения на шинах прилегающих ПС

Fig. 8. Transient in case of a two-phase ground fault, CLs in place at SS-1: (a) SS-1 and SS-2 generator slips; (b) busbar voltages of the adjacent SS's

Если же авария развивается быстро, как показано на рисунке 7, где отключение нагрузки необходимо, чтобы не допустить возникновения лавины напряжения, то объем ее отключения действием устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики будет тем больше, чем больше глубина секционирования сети [22-24].

Возможности секционирования сети, ослабляющие ее, в настоящее время близки к предельным, поэтому необходимо проведение исследований в области развития сетей крупных городов и мегаполисов для оптимизации их структуры, с целью обеспечения требуемой надежности функционирования при снижении уровней токов КЗ.

#### **Обсуждение**

Существенный рост величины нагрузки в распределительных сетях крупных городов и мегаполисов связан с подключением значительного количества новых потребителей, особенно в районах комплексного строительства и местах точечной застройки. Это приводит к перегрузке ЛЭП, а также силовых трансформаторов на ПС.

Для организации энергоснабжения потребителей в этих условиях сооружаются объекты РГ, интегрируемые в существующие распределительные сети. Установленная мощность объектов РГ выбирается так, чтобы она распределялась на небольшой территории, не загружая распределительную сеть транзитными потоками мощности.

Особенности присоединения объектов РГ существенны, в отношении надежности электроснабжения потребителей, по двум причинам:

- сопротивления связи генераторов с распределительной сетью варьируются в широких пределах;
- имеются проблемные вопросы с выделением объектов РГ в островной режим работы для обеспечения электроснабжения потребителей, находящихся в непосредственной близости, при возникновении аварии в энергосистеме.

Опыт эксплуатации объектов РГ показывает, что применение генераторов, оснащенных неселективными защитами (уставки заданы заводами-изготовителями) целесообразно, если объект РГ присоединяется к «жесткой» сети и только с целью минимизации расходов на энергоснабжение, без решения задачи обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

Если объект РГ сооружается для нормализации параметров режима на слабом или перегруженном участке сети, а также обеспечения резервного электроснабжения различных потребителей, то применение генераторов с неселективными защитами неприемлемо.

При проектировании присоединения объектов РГ необходимо определить пригодность выбранных типов генераторов условиям электроснабжения и электропотребления, режимам работы рассматриваемого участка распределительной сети, с учетом затрат на ввод нового и модернизацию силового и вторичного (устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики) электрооборудования.

#### **Выводы**

В распределительных сетях с большим количеством близко расположенных объектов РГ средней и малой мощности, нарушения динамической устойчивости при возникновении КЗ являются, как правило, локальными, затрагивающими небольшой участок сети.

Наиболее тяжелые аварии в распределительных сетях, в отличие от магистральных, как правило, начинаются с перегрузки и последовательного отключения линий электропередачи, с последующим развитием лавины напряжения, а также нарушением

устойчивости генераторов и двигательной нагрузки.

В распределительных сетях имеется высокая вероятность возникновения асинхронных режимов при аварийных возмущениях, особенно при наличии генераторов с малыми значениями механических постоянных инерции, с их переходом в многомашинный асинхронный режим, а также самопроизвольной ресинхронизацией. Электрический центр качаний на объектах РГ средней и малой мощности, как правило, находится вблизи выводов генератора или в повышающем трансформаторе.

Учитывая, что возможности секционирования распределительных сетей для снижения токов КЗ близки к предельным, требуется разработка методических рекомендаций по оптимизации их структуры с целью обеспечения требуемой надежности функционирования при снижении уровней токов КЗ.

При проектировании присоединения объектов РГ необходимо определить пригодность выбранных типов генераторов условиям электроснабжения и электропотребления, режимам работы распределительной сети, с учетом затрат на ввод нового и модернизацию силового и вторичного электрооборудования.

### Литература

1. Mehigan L., Deane J.P., Gallachóir B.P.O., Bertsch V. A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems // *Energy*. 2018. V. 163, pp. 822–836.
2. Buchholz B.M., Styczynski Z. *Smart Grids-fundamentals and technologies in electricity networks*. New York: Springer Heidelberg, 2014.
3. Filippov S.P., Dilman M.D., Ilyushin P.V. Distributed generation of electricity and sustainable regional growth // *Thermal Engineering*. 2019. V. 66. is. 12. pp. 869-880.
4. Илюшин П.В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределенных источников энергии в электрические сети // *Библиотечка электротехника*. 2020. № 8 (260). С. 1-116.
5. Сафин А.Р., Ившин И.В., Грачева Е.И., Петров Т.И. Разработка математической модели автономного источника электроснабжения со свободно-поршневым двигателем на базе синхронной электрической машины возвратно-поступательного действия с постоянными магнитами // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2020. Т. 22. № 1. С. 38-48.
6. Voropai N.I., Styczynski Z., Shushpanov I.N., Son P.T., Suslov K.V. Security model of active distribution electric networks // *Thermal Engineering*. 2013. V. 60. is. 14. pp. 1024-1030.
7. Voropai N.I. Multi-criteria problems in electric power system expansion planning // *Energy Systems Research*. 2018. V. 1. is. 2. pp. 27–34.
8. Li Z., Yao G., Geng G., Jiang Q. An efficient optimal control method for open-loop transient stability emergency control // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2017. V. 32. is. 4. pp. 2704-2713.
9. Wen A., Zhao M. Y., Huang W. F., Wei C. Z. Design and development of wide area protection and emergency control for application in distribution networks of embedded generation // *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2015. pp. 1–5.
10. Tina G.M., Licciardello S., Stefanelli D. Conventional techniques for improving emergency control of transient stability in renewable-based power systems // *Proceedings of the 9th Int. Renewable Energy Congress*, 2018.
11. Vu Th.L., Turitsyn K. Options for emergency control of power grids with high penetration of renewables // *Proceedings of the IEEE Int. Conf. on Sustainable Energy Technologies*, 2016.
12. Zhang R., Lin X., Yang P., Li Z. The emergency control strategies of short-run isolated island wind farm // *Proceedings of the Int. Conf. on Renewable Energy Research and Application*. 2014. pp. 203-211.
13. Илюшин П.В., Куликов А.Л. Особенности реализации автоматики управления режимами энергорайонов с объектами распределительной генерации // *Релейная защита и автоматизация*. 2019. № 3 (36). С. 14-23.
14. Islam Sk.R., Sutanto D., Muttaqi K.M. Coordinated decentralized emergency voltage and reactive power control to prevent long-term voltage instability in a power system // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2015. V. 30. is. 5. pp. 2591–2603.
15. Voropai N.I., Stennikov V.A., Zhou B., Barakhtenko E.A., et al. An approach to the modeling of decentralized integrated energy systems with renewable energy sources // *Energy Systems Research*. 2019. V. 2. is. 1. pp. 5–12.

16. Voropai N.I. General methodological approaches to hierarchical modeling of complex systems // *Energy Systems Research*. 2019. V. 2. is. 4. pp. 17–21.
17. Федотов А.И., Абдуллазянов Р.Э., Мударисов Р.М. Методики оценки устойчивости синхронных двигателей при трехфазных коротких замыканиях в системе внешнего электроснабжения // *Вестник Казанского государственного энергетического университета*. 2019. Т. 11. № 1 (41). С. 28–38.
18. Fedotov A.I., Mudarisov R.M. Stability of synchronous motors under single phase grid short circuits // *Proceedings of the 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2018*. 2018. С. 8602727.
19. Budi S.I., Nurdiansyah A., Lomi A. Impact of load shedding on frequency and voltage system. *Proceedings of the Int. Sem. on Intelligent Technology and Its Applications*. 2017.
20. Kilani K.B., Elleuch M., Hamida A.H. Dynamic under frequency load shedding in power systems. *Proceedings of the 14th Int. Multi-Conf. on Systems, Signals and Devices*. 2017.
21. Гиёев Б.М., Арцишевский Я.Л. Адаптация АЧР к переменному уровню ответственности электроприёмников 0,4 кВ // *Энергетик*. 2017. № 8. С. 18–21.
22. Kulikov A. L., Sharygin M. V., Ilyushin P. V. Principles of organization of relay protection in microgrids with distributed power generation sources // *Power Technology and Engineering*. 2020. V. 53. is. 5. pp. 611–617.
23. Куликов А.Л., Бездушный Д.И., Шарыгин М.В., Осокин В.Ю. Анализ применения метода опорных векторов в многомерной релейной защите // *Известия РАН. Энергетика*. 2020. № 2. С. 123–132.
24. Ilyushin P.V., Sukhanov O.A. The structure of emergency-management systems of distribution networks in large cities // *Russian Electrical Engineering*. 2014. V. 85. is. 3. pp. 133–137.

#### Автор публикации

**Илюшин Павел Владимирович** – д-р. техн. наук, руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики, главный научных сотрудник, Институт энергетических исследований Российской академии наук.

#### References

1. Mehigan L, Deane JP, Gallachóir BPO, et al. A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems. *Energy*. 2018;163:822-836.
2. Buchholz BM, Styczynski Z. *Smart Grids-fundamentals and technologies in electricity networks*. New York: *Springer Heidelberg*, 2014.
3. Filippov SP, Dilman MD, Ilyushin PV. Distributed generation of electricity and sustainable regional growth. *Thermal Engineering*. 2019;66(12):869-880.
4. Ilyushin PV. Prospects of application and problematic issues of integration of distributed energy sources into electrical networks. *Bibliotekha elektrotehnika*. 2020;8(260):1-116.
5. Safin AR, Ivshin IV, Gracheva EI, et al. Development of a mathematical model of an autonomous power supply source with a free-piston engine based on a synchronous reciprocating electric machine with permanent magnets. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020;22(1):38-48.
6. Voropai NI, Styczynski Z, Shushpanov IN, et al. Security model of active distribution electric networks. *Thermal Engineering*. 2013;60(14):1024-1030.
7. Voropai NI. Multi-criteria problems in electric power system expansion planning. *Energy Systems Research*. 2018;1(2):27–34.
8. Li Z, Yao G, Geng G, Jiang Q. *An efficient optimal control method for open-loop transient stability emergency control*. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2017;32(4): 2704-2713.
9. Wen A, Zhao MY, Huang WF, et al. *Design and development of wide area protection and emergency control for application in distribution networks of embeded generation*. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2015. pp. 1-5.
10. Tina GM, Licciardello S, Stefanelli D. *Conventional techniques for improving emergency control of transient stability in renewable-based power systems*. *Proceedings of the 9th Int. Renewable Energy Congress*, 2018.
11. Vu ThL, Turitsyn K. *Options for emergency control of power grids with high*

*penetration of renewables*. Proceedings of the IEEE Int. Conf. on Sustainable Energy Technologies, 2016.

12. Zhang R, Lin X, Yang P, et al. *The emergency control strategies of short-run isolated island wind farm*. Proceedings of the Int. Conf. on Renewable Energy Research and Application. 2014. pp. 203–211.

13. Ilyushin PV, Kulikov AL. Features of the implementation of automation control modes of power districts with objects of distribution generation. *Relay protection and automation*. 2019;3 (36):14-23.

14. Islam SkR, Sutanto D, Muttaqi KM. *Coordinated decentralized emergency voltage and reactive power control to prevent long-term voltage instability in a power system*. IEEE Transactions on Power Systems. 2015;30(5):2591-2603.

15. Voropai NI, Stennikov VA, Zhou B, et al. An approach to the modeling of decentralized integrated energy systems with renewable energy sources. *Energy Systems Research*. 2019;2(1):5-12.

16. Voropai NI. General methodological approaches to hierarchical modeling of complex systems. *Energy Systems Research*. 2019;2(4):17-21.

17. Fedotov AI, Abdullazyanov RE, Mudarisov RM. Methods for assessing the stability of synchronous motors with three-phase short circuits in the external power supply system. *Bulletin of KSPEU*. 2019;11;1 (41):28-38.

18. Fedotov AI, Mudarisov RM. *Stability of synchronous motors under single phase grid short circuits*. Proceedings of the 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2018. 2018. C. 8602727.

19. Budi SI, Nurdiansyah A, Lomi A. Impact of load shedding on frequency and voltage system. Proceedings of the Int. Sem. on *Intelligent Technology and Its Applications*. 2017.

20. Kilani KB, Elleuch M, Hamida AH. *Dynamic under frequency load shedding in power systems*. Proceedings of the 14th Int. Multi-Conf. on Systems, Signals and Devices. 2017.

21. Gieev BM, Artsishevskiy YaL. Adaptation of UFLS to variable level of responsibility of 0.4 kV electric receivers. *Power engineer*. 2017;5:18–21.

22. Kulikov AL, Sharygin MV, Ilyushin PV. Principles of organization of relay protection in microgrids with distributed power generation sources. *Power Technology and Engineering*. 2020;53(5):611–617.

23. Kulikov AL, Bezdushniy DI, Sharygin MV, et al. Analysis of the support vector machine implementation in the multi-dimensional relay protection. *Izvestia RAN. Energetika*. 2020;2:123–132.

24. Ilyushin PV, Sukhanov OA. The structure of emergency-management systems of distribution networks in large cities. *Russian Electrical Engineering*. 2014; 85(3):133–137.

#### **Authors of the publication**

*Pavel V. Ilyushin* – Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences.

**Получено**

**01.10.2021г.**

**Отредактировано**

**15.10.2021г.**

**Принято**

**18.10.2021г.**