

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СХЕМ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

ВОЛКОВ М.С., к.т.н., ведущий специалист отдела развития электроэнергетических систем филиала ОАО «НТЦ ЕЭС» «Технологии автоматического управления»

Практика использования распределенной генерации (РГ), то есть генерации вблизи источников потребления или непосредственно на их территории, в России явление не новое. Ежегодно наблюдается рост объектов распределенной генерации на базе газопоршневых, газотурбинных и дизельных генерирующих установок (ГУ). Однако на сегодняшний момент существуют некоторые проблемы как в процессе технологического присоединения (ТП) объектов РГ к электрическим сетям, так и при эксплуатации введенных в работу станций, обусловленные несовершенством законодательной базы в части ТП объектов РГ к электрическим сетям и пробелами в нормативно-технической базе, необходимой при разработке схемы выдачи мощности электростанций (СВМ).

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

При строительстве объекта РГ требуется его ТП к электрическим сетям сетевых организаций и заключение договора на оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению либо безвозмездного соглашения с Системным оператором (СО). ТП объектов РГ осуществляется в соответствии с «Правилами технологического присоединения...» [1], и, формально, не отличается от процедуры присоединения обычного потребителя в связи с отсутствием законодательного разделения. В существующей практике порядок ТП объектов РГ к электрическим сетям следующий:

- заключение договора на ТП и выдача технических условий (ТУ) на технологическое присоединение;
- разработка схемы выдачи мощности;
- корректировка технических условий;
- разработка проектной и рабочей документации;
- монтаж и ввод в эксплуатацию объекта.

В ТУ на ТП, выдаваемых сетевой организацией и согласуемых СО, содержатся требования к характеристикам объекта РГ или установленному на нем оборудованию. Зачастую они оказываются либо завышены, либо, наоборот, не учитывают особенности работы ГУ малой мощности, что впоследствии может привести к некорректной работе ГУ в составе энергосистемы или возникновению аварийных ситуаций на объекте РГ. ТП объектов РГ к сетям по существующей модели на практике занимает длительное время, может привести к существенному увеличению капитальных затрат на сооружение объектов РГ, что несомненно ведет к потере интереса к строительству объектов РГ у потенциальных инвесторов. Обусловлено это, в первую очередь, различиями в интересах сетевых организаций и инвесторов.

Исходя из вышесказанного, видится необходимость в разработке порядка технологического присоединения генерирующих мощностей к электрическим сетям, отличного от существующего порядка технологического присо-

единения потребителей, учитывающего интересы как сетевых организаций, так и заявителей. В частности, избежать длительного этапа корректировки технических условий и, в конечном счете, ускорить ввод объекта в эксплуатацию поможет разработка схемы выдачи мощности электростанции на первом этапе, то есть до заключения договора и выдачи ТУ на ТП. Это также позволит инвестору оценить объем капитальных затрат на строительство объекта до заключения договора, сетевой организации – оценить возможность надежного электроснабжения потребителей, а СО – оценить влияние объекта РГ на функционирование электрических сетей.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СВМ ОБЪЕКТОВ РГ

Для надежного функционирования объектов РГ и электрических сетей требуется проработка целого ряда технических и схемных решений, учитывающих особенности работы ГУ малой мощности и функционирования распределительных сетей. Эти решения целесообразно прорабатывать в рам-

ках внестадийной работы – схема выдачи мощности электростанции.

В настоящее время проектировщики сталкиваются с некоторыми проблемами при разработке СВМ объектов РГ, вызванными несовершенством нормативно-технической базы – отсутствуют утвержденные требования к разработке СВМ объектов РГ, требования к ГУ. Разработка СВМ объектов РГ имеет особенности практически на всех этапах работы.

Далее будут рассмотрены основные особенности проектирования СВМ объектов РГ.

ПОДЛЕЖАЩИЕ РЕШЕНИЮ ВОПРОСЫ

Важный вопрос, на который необходимо ответить перед началом проектирования объекта – какие задачи требуется решить с помощью данного объекта РГ. Объекты распределенной генерации могут, в частности, использоваться:

- для резервирования электроснабжения ответственных потребителей;
- для решения проблем в распределительных сетях (недостаточная мощность трансформаторного оборудования; недостаточная пропускная способность ЛЭП);
- для покрытия пиковых нагрузок в режиме параллельной работы с ЕЭС;
- в качестве автономных источников электроэнергии, тепла (режим когенерации) и холода (режим тригенерации);
- для снижения затрат на покупку электроэнергии за счет утилизации вторичных энергоресурсов;
- для покрытия потерь электроэнергии в распределительных сетях.

То, какая задача будет решаться с помощью объекта РГ, безусловно, влияет на схему подключения объекта РГ к электрическим сетям, на его режим работы, на технологию производства электрической энергии, на число и мощность агрегатов в составе объекта, на требования к релейной защите и противоаварийной автоматике.

РЕЖИМ РАБОТЫ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

Схему выдачи мощности объекта РГ необходимо разрабатывать, учитывая предполагаемый режим его работы: автономный или параллельно с ЕЭС.

При работе объекта РГ в автономном режиме, то есть на выделенный сбалансированный район, следует

ответственно подходить к выбору количества и мощности генерирующих установок. Единичная мощность установок будет определяться, исходя из минимума нагрузки района и технологического минимума установки. При разработке СВМ и выборе технологии, на базе которой будет работать установка, следует учитывать наличие технологического минимума установки. Технологический минимум газопоршневых и дизельных установок составляет порядка 40 % от номинальной мощности, при этом допустимая длительность и частота работы ГУ в таком режиме строго лимитирована. Газотурбинные установки также имеют ограничения по технологическому минимуму, который составляет порядка 10 % от номинальной мощности установки [2]. У микротурбинных установок технологические ограничения по минимальной нагрузке отсутствуют. Информация о технологическом минимуме генерирующей установки должна указываться производителем оборудования в технической документации.

Еще один важный момент при разработке СВМ объекта РГ при работе в автономном режиме – учет допустимой скорости сброса и набора нагрузки. Резкие изменения активной мощности нагрузки могут привести к отключению генераторов технологическими защитами. Данные о допустимых режимах сброса/набора нагрузки должны в обязательном порядке запрашиваться у производителей оборудования.

В соответствии с действующими нормативными документами выдвигается ряд обязательных требований к объектам РГ, работающим параллельно с ЕЭС:

- все генерирующее оборудование должно участвовать в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) [3];
- должна быть обеспечена работа генерирующего оборудования в следующих диапазонах частот: 46,0–47,0 Гц в течение не менее 1 сек., 47,0–47,5 Гц в течение 30–40 сек.;
- системы возбуждения должны соответствовать требованиям ПТЭ [4];
- требуется диспетчеризация СО электростанций мощностью более 25 МВт, наблюдаемость электростанций мощностью от 5 МВт [5].

Кроме того, при параллельной работе объекта РГ с ЕЭС могут возникать

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ

Ведущий рубрики



Илюшин Павел Владимирович

Заместитель генерального директора – главный инспектор ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», к.т.н., руководитель подкомитета С6 «Системы распределения электроэнергии и распределенная генерация» РНК СИГРЭ, руководитель подкомитета ПК-5 «Распределенная генерация (включая ВИЭ)» ТК 016 «Электроэнергетика» Росстандарта

проблемы, вызванные ростом токов короткого замыкания, сложности с организацией релейной защиты элементов прилегающей сети, сложности с динамической устойчивостью генераторов. Приведенные выше нюансы, связанные с работой объектов РГ в автономном режиме, актуальны и для объектов, работающих параллельно с ЕЭС, в случае если предусмотрено выделение станции на сбалансированную нагрузку действием автоматики.

ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ АГРЕГАТОВ ОБЪЕКТОВ РГ

Максимальная мощность объекта РГ должна выбираться исходя из тех задач, которые планируется решить за счет строительства данного объекта. Так, при необходимости обеспечения потребителей в автономном режиме максимальная мощность объекта определяется значением максимальной нагрузки рассматриваемого района, значением потерь мощности и собствен-

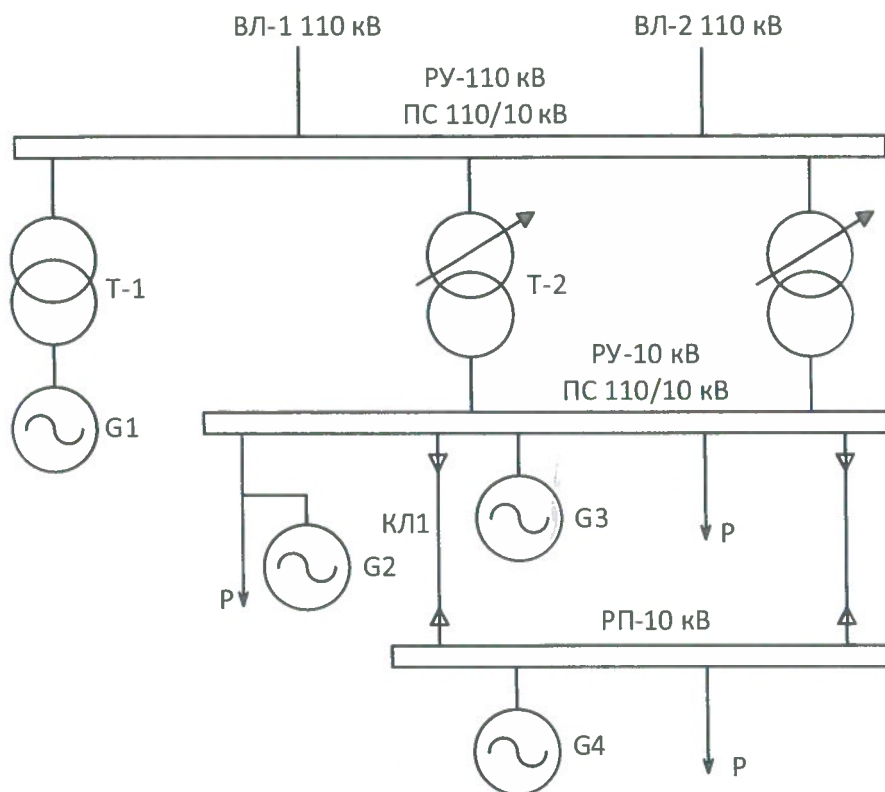


Рис. 1. Варианты размещения объектов РГ в электрической сети

ных нужд самого объекта, а также величиной необходимого резерва для обеспечения надежности при аварийных и плановых ремонтных отключениях генерирующего оборудования. При необходимости резервирования ответственных потребителей максимальная мощность будет определяться значением максимальной нагрузки ответственных потребителей, значением потерь мощности и собственных нужд самого объекта. В случае строительства объекта РГ с целью утилизации вторичных энергоресурсов его мощность будет определяться исходя из объемов этих продуктов. Если же объект строится с целью продажи электроэнергии на розничном рынке, то его мощность должна выбираться на основании экономических расчетов.

Выбор числа и мощности агрегатов объекта зависит от технологии производства электрической энергии. Единичная мощность агрегата должна быть выбрана таким образом, чтобы в режиме минимальных нагрузок обеспечивался технологический минимум (с учетом продолжительности работы агрегата в таком режиме). Число агрегатов должно быть таким, чтобы мак-

симальная мощность обеспечивалась минимальным числом агрегатов.

Не стоит также забывать о необходимости резервных мощностей для обеспечения возможности ремонтов и надежного электроснабжения потребителей в случае аварийных отключений. Число одновременно находящихся в работе агрегатов и их загрузка должны быть такими, чтобы при отключении наиболее мощного агрегата остальные могли полностью покрыть существующую нагрузку.

Таким образом, для принятия верного решения при выборе мощности объекта, числа и мощности агрегатов должны быть известны следующие данные:

- сведения об электрических нагрузках рассматриваемого района (максимальная/минимальная нагрузка потребителей, характерные суточные и годовые графики нагрузки, категория надежности электроснабжения потребителей, максимальная единичная мощность одновременно включаемых/отключаемых потребителей и пр.);
- максимальная мощность рассматриваемых к установке агрегатов и сведения о технологическом минимуме нагрузки генераторов.

ВЫБОР МЕСТА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ОБЪЕКТА РГ

Выбор места подключения объекта РГ к электрическим сетям должен также выбираться исходя из задачи, которую необходимо решить, а также исходя из начальных условий (существующая схема электрической сети, перспектива развития сетей).

На рис. 1 приведены основные варианты размещения объектов РГ в электрической сети.

Объект РГ может быть подключен к шинам подстанций различного класса напряжения: к шинам ПС 110–220 кВ или к шинам распределительных устройств напряжением 0,4–10 кВ. Выбор напряжения, на которое предполагается подключить объект РГ, должен определяться, прежде всего, мощностью объекта РГ, удаленностью его от потребителей и/или электрических сетей, теми задачами, которые предполагается решить с помощью установки данного объекта, а также исходя из экономических соображений. Во всех вариантах размещения объекта РГ, приведенных на рис. 1, потребуется выполнение ряда мероприятий для обеспечения надежного функционирования объекта и электроснабжения потребителей. Например, при установке объекта РГ в сетях 0,4–10 кВ потребуется реорганизация системы релейной защиты, поскольку нарушается принцип радиальности распределительных сетей, так как подпитка точки короткого замыкания (КЗ) становится двусторонней. Также в этих случаях возможно потребуется замена коммутационного и другого электротехнического оборудования, обусловленная ростом токов КЗ в распределительных сетях.

При рассмотрении вариантов размещения объектов РГ необходимо выполнить предварительный анализ существующего состояния электрических сетей, выявить «узкие места». Например, при выполнении Московским филиалом ОАО «НТЦ ЕЭС» работы по разработке СВМ электрических станций малой мощности в энергодефицитном районе было установлено, что в послеаварийных режимах, возникающих в нормальной схеме сети, имеют место токовые перегрузки ВЛ 110 кВ ТЭЦ – ПС 401 при отключении 2 СШ ПС 401, составляющие 125 % от допустимой нагрузки

(рис. 2). Перегрузки этой линии также выявлены в послеаварийных режимах в ремонтных схемах сети.

С помощью ввода в эксплуатацию двух электростанций мощностью 20 МВт каждая с присоединением по стороне 10 кВ к существующим ПС 110/35/10 кВ, а также ввода в эксплуатацию третьей электростанции, строительством новой ПС 110/10 кВ и присоединением к сети 110 кВ удалось решить две проблемы: энергодефицитности района и перегрузки существующего оборудования (рис. 3).

При этом в ходе анализа результатов расчетов послеаварийных режимов, возникающих как в нормальной, так и в ремонтной схеме сети, установлено, что токовых перегрузок линий 110–220 кВ, автотрансформаторов 220/110 кВ и трансформаторов 110 кВ не наблюдается.

При этом выдача мощности электростанций № 1 и № 2, подключаемых к ПС 110 кВ 201 и ПС 110 кВ 301, предложено осуществить по схеме, приведенной на рис. 4.

Выдачу мощности электростанции № 3 предложено осуществить через шлейфовые заходы ВЛ 110 кВ 401–303. Схема выдачи мощности третьей электростанции представляет собой схему укрупненного блока с подключением генераторов к трансформатору мощностью 25 МВА (рис. 5).

На стороне 110 кВ предлагается использовать схему «треугольник» для обеспечения выдачи мощности данной электростанцией в различных схемно-режимных ситуациях.

ВЛИЯНИЕ ОБЪЕКТОВ РГ НА УСТАНОВИВШИЕСЯ РЕЖИМЫ

При разработке СВМ объектов РГ следует учитывать тот факт, что принятое неверное решение может привести к авариям в электрических сетях. В частности, аварийные отключения ГУ или части нагрузки могут приводить к перетокам мощности из распределительной сети в сети более высокого класса напряжения. Это, в свою очередь, может привести к перегрузке оборудования питающего центра или распределительной сети, к которой присоединен объект РГ. Чтобы избежать данной проблемы, может потребоваться изменение топологии сети и/или замена силового оборудования,

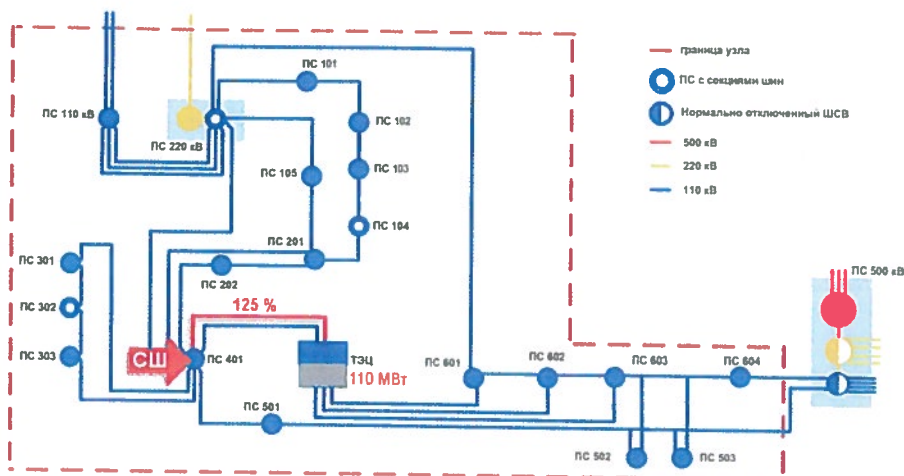


Рис. 2. Определение «узких мест» в рассматриваемом энергорайоне

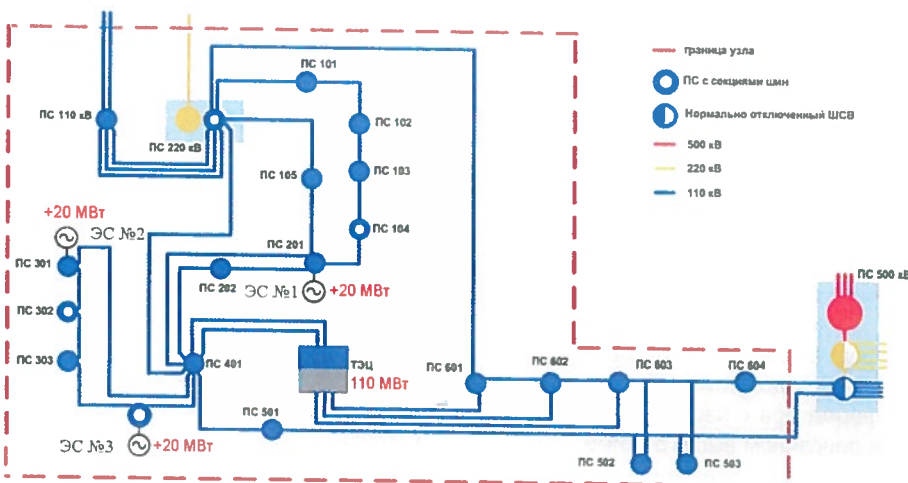


Рис. 3. Размещение объектов РГ в рассматриваемом энергорайоне

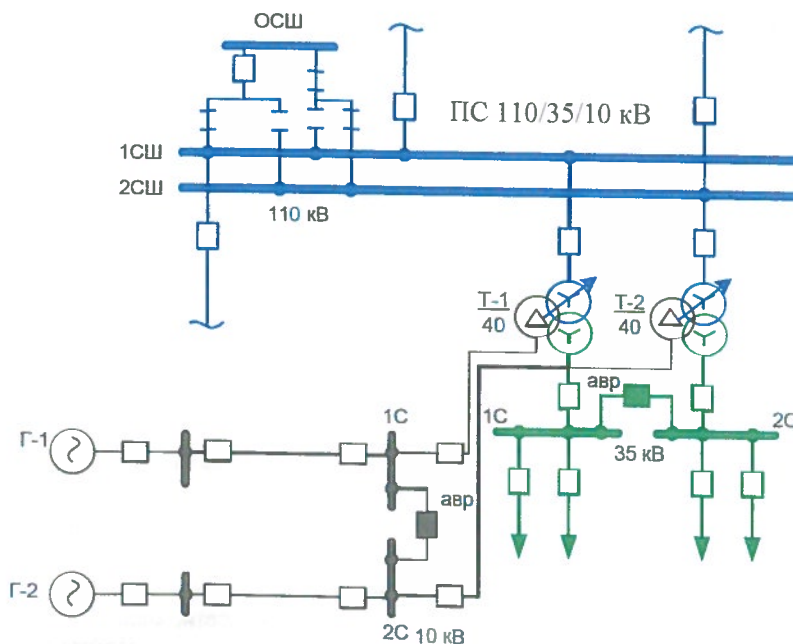


Рис. 4. Схема выдачи мощности электростанций № 1 и № 2

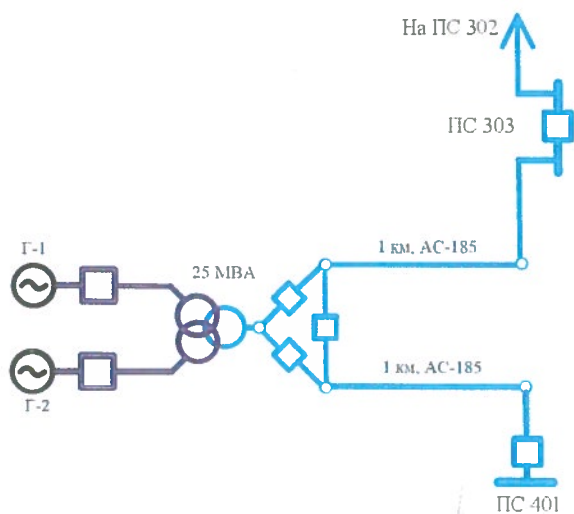


Рис. 5. Схема выдачи мощности электростанции №3

либо выбор альтернативного места подключения объекта РГ.

Также проблемы могут возникать при подключении объекта РГ к обмотке низшего напряжения трансформатора с расщепленной обмоткой, в случае, когда возникают перетоки мощности из одной обмотки низшего напряжения в другую (рис. 6).

Отдельные производители трансформаторного оборудования заявляют о недопустимости работы трансформатора с расщепленной обмоткой в описанном выше режиме.

ВЛИЯНИЕ ОБЪЕКТОВ РГ НА ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ

Установка объекта РГ, как и любого другого генерирующего оборудования, приводит к росту токов КЗ в электрических сетях. Рост токов КЗ может потребовать замены коммутационного оборудования, линий электропередачи и другого оборудования, не удовлетворяющего требованиям по действию токов КЗ, либо установки средств ограничения токов КЗ. Однако, эта проблема не единственная. При параллельной работе объектов РГ с энергосистемой возникают реверсивные потоки мощности, что приводит к необходимости пересмотра топологии сети, реорганизации релейной защиты, а в ряде случаев – к необходимости установки дополнительных устройств релейной защиты.

ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ОБЪЕКТОВ РГ

При проведении расчетов важно оценить влияние нормативных возмущений

в соответствии с [6] на устойчивость ГУ, обладающих малыми механическими постоянными инерции. Так, для однофазных ГТУ механическая постоянная инерции составляет 5–15 с, для многофазных ГТУ с редуктором – 3–6 с, для многофазных ГТУ без редуктора – 1,5–3 с. Вероятность потери синхронной работы генераторов малой мощности при возмущениях как в энергосистеме, так и в распределительной сети достаточно высока. При этом требуются особые подходы к ликвидации возможных асинхронных режимов (АР), поскольку вероятность ресинхронизации ГУ малой мощности достаточно велика [2]. Действующие нормативные документы [6] предписывают, что ресинхронизация, как с применением автоматических устройств, так и самопроизвольная, должна резервироваться делением, при этом допустимая длительность асинхронного режима и способ его прекращения устанавливаются для каждого сечения с учетом необходимости предотвращения повреждений оборудования энергосистемы, дополнительных нарушений синхронизма и нарушений электроснабжения потребителей. Таким образом, требуется установка устройств автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) с выдержкой времени (по количеству циклов АР).

Важный момент при разработке СВМ – оценка механической стойкости ГУ при внешних КЗ. При подключении ГТУ малой мощности в узлы электрической сети, характеризующиеся жесткой связью с электроэнергетической системой, не всегда удается

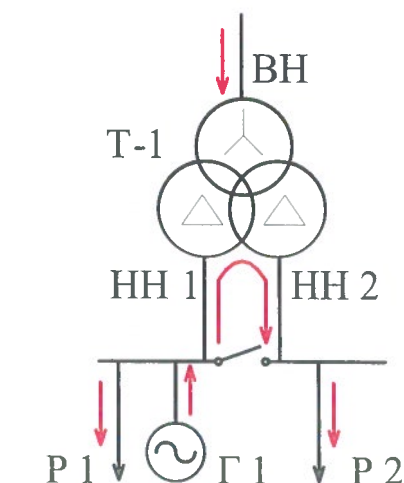


Рис. 6. Недопустимый режим работы трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения

согласовать параметры настройки существующих в сети устройств РЗА и одновременно обеспечить динамическую устойчивость и электродинамическую стойкость генераторов, механическую прочность муфт ГТУ [7]. При определении предельно допустимой продолжительности КЗ необходимо руководствоваться не только динамической устойчивостью, но и электродинамической стойкостью и механической прочностью агрегата в целом. Исходя из этого, представляется целесообразным указывать в опросном листе на ГУ требуемые значения максимального механического момента, либо в технических требованиях к ГУ указывать необходимость удовлетворения требованиям ГОСТ 533-2000 [8].

Зачастую, особенно в ГУ зарубежного производства, заданы уставки срабатывания устройств релейной защиты, действующих на отключение генераторов за время, не превышающее 0,2 с, в следующих случаях:

- снижения частоты ниже 47,5 Гц, либо повышения частоты более 50,2 Гц;
- снижения напряжения до 0,9 от номинального.

Таким образом, отключение объекта РГ такими защитами происходит до срабатывания устройств релейной защиты электросетевых элементов в прилегающей сети и противоаварийной автоматики, что усугубляет развитие аварии в энергосистеме.

Следует отметить, что отключение ГУ при приведенных выше отклонениях частоты недопустимы по условиям, приведенным в стандарте [9].

ВЫВОДЫ

1. Требуется разработать порядок технологического присоединения генерирующих мощностей к электрическим сетям, отличный от существующего порядка технологического присоединения потребителей.

2. Требуется разработать типовые требования к ТУ на ТП для подключения объектов РГ с учетом мощности объекта, режима работы энергетической установки (изолированный; параллельный с ЕЭС с выдачей мощности в сеть; параллельный с ЕЭС и потреблением мощности из сети).

3. Требуется утвердить необходимость разработки схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации до выдачи ТУ на ТП.

4. Необходимо разработать требования к разработке схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации и требования к генерирующему оборудованию объектов РГ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила технологического присоединения энергопринимающих

устройств потребителей электроэнергии, объектов по производству электроэнергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям (ПП РФ № 861 от 27.12.2004 г.).

2. *Илюшин П.В., Кучеров Ю.Н.* Подходы к оценке возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей за счет строительства объектов распределенной генерации // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2014, № 5.

3. ГОСТ Р 55890-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования.

4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго № 229 от 19.06.2003.

5. Приказ РАО ЕЭС № 603 от 09.09.2005 «О приведении систем телемеханики и связи на генерирующих предприятиях электроэнергетики, входящих в состав холдинга ОАО РАО «ЕЭС России», в соответствие с требованиями балансирующего рынка».

6. СО 153-34.20.576-2003 Методические указания по устойчивости энергосистем. (Утверждены приказом Минэнерго РФ от 30 июня 2003 г. № 277)

7. *Асаинов Д.Н.* Исследование электродинамической стойкости генераторов газотурбинных установок малой мощности, работающих в электроэнергетической системе: 05.14.02 – Электрические машины: Диссертация кандидата технических наук / МЭИ(ТУ), 2010.

8. ГОСТ 533-2000 Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия.

9. СТО 59012820.29.240.001-2010 Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка).