

УДК 621.311

«МАЛАЯ ГЕНЕРАЦИЯ» НА ПРЕДПРИЯТИИ – ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ

А. Н. ГУМИНСКИЙ

*Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого»,
Республика Беларусь*

Введение

В условиях острого дефицита энергоресурсов и их высокой стоимости многие предприятия задумываются о целесообразности сооружения собственного источника электроснабжения в качестве дополнения к существующему питанию от энергосистемы. Эта идея активно обсуждается в периодической печати и интернет-ресурсах. Техничко-экономическое обоснование во многих случаях подтверждает высокую эффективность данных проектов. Имеются многочисленные примеры успешного функционирования таких источников в Республике Беларусь. В общей сложности мощность источников «малой генерации» уже превысила 400 МВт, что составляет более 5 % суммарной установленной мощности белорусской энергосистемы. Наличие собственного энергоисточника вызывает определенные трудности у предприятия, но в то же время дает и положительный эффект. Однако практика показывает, что процесс внедрения собственных источников электроснабжения оказывается гораздо сложнее, чем это представляется на первый взгляд. Часто в процессе эксплуатации в аварийных режимах возникают непредвиденные обстоятельства, влияющие как на электроснабжение самого предприятия, так и на функционирование энергосистемы.

Постановка задачи

На примере опыта эксплуатации реальных энергообъектов «малой генерации» необходимо определить системные ошибки стадий проектирования, строительства, эксплуатации для исключения данных ошибок в дальнейшем. В большинстве случаев в периодической печати и интернет-ресурсах обсуждаются только положительные стороны «малой генерации». Особенности проектирования энергообъекта, проблемы на стадии монтажа и наладки оборудования, вопросы надежной эксплуатации рассматриваются поверхностно, очень часто не оцениваются в комплексе работы с энергосистемой.

Особенности проектирования

Следует отметить, что на стадии проектирования часто не учитываются все затраты, связанные с внедрением собственной генерации. При определении затрат на первом этапе расчетов, когда принимается решение об эффективности проекта, учитывается только стоимость самих энергоблоков, стоимость реконструкции тепловых и электрических сетей внутреннего энергоснабжения. Однако в большинстве случаев требуется реконструкция и внешних схем энергоснабжения. Эти затраты в каждом конкретном случае могут существенно отличаться по своей величине в зависимости от местных условий. Практика показывает, что иногда они оказываются сопоставимыми со стоимостью сооружения самого независимого источника. Естественно, такое сооружение становится экономически

нецелесообразным. В таких случаях возникает вопрос: кто будет реконструировать внешнюю сеть электроснабжения?

В случае принятия автономного режима работы генераторов на специально выделенную нагрузку предприятия возникают как положительные, так и отрицательные аспекты. Положительной стороной автономного режима является отсутствие необходимости в получении каких-либо технических условий от энергосистемы и, следовательно, отсутствие связанных с этим затрат на реконструкцию внешних сетевых объектов.

Однако появляется ряд отрицательных черт. Сокращается продолжительность использования номинальной мощности энергоагрегатов из-за жесткой зависимости мгновенной мощности генератора от графика электрической нагрузки. За исключением производств с непрерывными технологическими процессами, суточные и годовые графики электрических нагрузок предприятий носят переменный характер, что неизбежно приведет к недоиспользованию номинальной мощности энергоблоков, к ухудшению их КПД, перерасходу топлива, увеличению срока окупаемости капитальных затрат. В периоды выходных и праздничных дней, в ночные смены энергоблоки придется вообще останавливать согласно техническому регламенту, если их нагрузка окажется менее оговоренной в проектной документации. При этом необходимо опять же решать вопросы питания оставшейся нагрузки от внешнего источника электроснабжения. Следует учитывать, что практически все показатели качества электроэнергии ухудшаются с уменьшением мощности автономно работающих генераторов.

Проектов с полномасштабными расчетами в «малой энергетике» немного. Некоторые фирмы позволяют выполнять проекты вообще с минимальным набором разделов. Выбор генератора осуществляется или по нагрузке предприятия, где устанавливается генератор (удобно считать технико-экономическое обоснование), или по количеству топлива (пара), которое можно использовать. Дальше проектировщики ищут ближайшую линию 6–10 кВ или ТП, где даже может не быть выключателей с защитами. На этой линии находятся еще трансформаторы с потребителями. Ближайшая защита линии – подстанция энергосистемы, где установлена защита МТЗ и ТО этой линии. Получается, что в ТП рядом с подключением генератора ставят АЧР, которое отключается с уставками, не согласованными с уставками АЧР в энергосистеме. Сеть 10 кВ не просчитывается.

Анализируя схемы подключения генераторов когенерационных установок предприятий к сети электроснабжения, можно сделать вывод, что в большинстве случаев подключение генераторов происходит в распределительной сети 6–10 кВ. Это имеет явные преимущества перед сетью 0,4 кВ [1]. В частности, генераторы подключаются на шины ТП, РП, откуда питаются другие потребители. Но при текущем построении распределительной сети и выполнении релейных защит генерация в распределительной сети может вылиться в непредсказуемые последствия, так как нарушается принцип построения распределительной сети – она из разомкнутой превращается в замкнутую. Распределительная сеть постсоветского пространства разомкнутые: генератор (система) – сеть – потребитель, кольцо создается только на время переключений. Включение генерации в распределительную сеть, без принятия соответствующих организационных и технических мероприятий, нарушает философию разомкнутой сети, в ней по-другому распределяются токи КЗ, работает противоаварийная автоматика, а режим нужно пересчитывать, учитывая новые условия. Недавний печальный пример с погашением ОАО «Гродно Азот», где отключившиеся от энергосистемы ГПА создали наброс нагрузки на ТЭЦ-23, подтверждает вышеизложенное.

Требования к релейной защите и автоматике

Несмотря на свою малую мощность, эти генераторы при неправильной работе своих защит и автоматики могут увеличивать против расчетного время отключения повреждений на линиях энергосистемы, тем самым делая неуспешным автоматическое повторное включение (АПВ), что приведет к длительному нарушению питания других потребителей. Следует иметь в виду, что всякий процесс автоматического восстановления питания участка сети, в котором имеются генераторы, может осуществляться либо с помощью быстродействующего АПВ (БАПВ), либо АПВ с улавливанием синхронизма (АПВ УС), либо с проверкой отсутствия встречного напряжения [2], [3]. Это связано с тем, что в процессе АПВ несинхронное включение энергосистемы и генераторов опасно, так как при этом последние могут быть повреждены. Как было изложено выше, вероятность успешной работы БАПВ и АПВ УС в значительной степени зависит от того, как будут работать защиты и автоматика генераторов потребителей. Например, если защита генераторов потребителей окажется нечувствительной к коротким замыканиям в удаленных точках питающих линий 110 кВ (рис. 1) или если время действия этих защит затянется, то работа АПВ на источниках питания окажется неуспешной и питание потребителей окончательно нарушится. Такие случаи имеют место в белорусской энергосистеме. Так же, как и случаи на линиях 110 кВ, питающих тяговые подстанции электрифицированных участков железных дорог, когда из-за отказа работы защиты от обратной мощности или ее отсутствия на вводах 27,5 кВ тяговых трансформаторов происходит подпитка линии 110 кВ по контактной сети от соседней тяговой подстанции или подвижного состава на электротяге. На рис. 1 изображена поясняющая схема отказа работы АПВ линии после КЗ с контролем отсутствия напряжения линии (КОНЛ), при подпитке линии со стороны генератора (на линии остается напряжение).

В случаях превышения установленного предельного времени перерыва питания придется выяснять, по чьей вине это произошло, и кто должен оплачивать ущерб. Для этого и у энергосистемы, и у потребителей должны быть установлены соответствующие регистрирующие приборы, которых в настоящее время у потребителей практически нет. Если же число потребителей, имеющих собственные источники питания, будет расти, то ситуация может постепенно выйти из-под контроля со стороны энергосистемы и искать виновника неправильных действий будет все труднее.

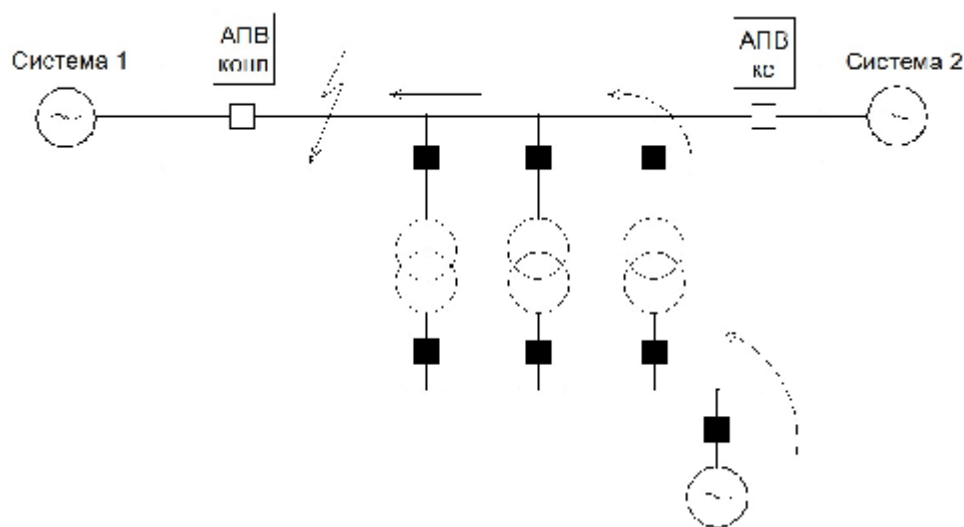


Рис. 1. Поясняющая схема отказа работы АПВ транзитной линии с отпайками

Исследования по влиянию распределенной генерации на энергосистему проводились в течение десятка лет. В частности, было доказано, что ветряки с инверторами не вносят сколько-нибудь существенных влияний на устойчивость энергосистемы в целом. Инверторы приводят к уменьшению постоянной времени инерции энергосистемы, а это, в свою очередь, приводит к ускорению скорости переходных процессов. В результате существующая противоаварийная автоматика не успевает адекватно реагировать на более быстрые переходные процессы. Но эта часть, естественно, не была озвучена в финальных отчетах (исследования финансировали производители ветряков).

Также в Республике Беларусь есть реальные энергообъекты, рассматривая схемы которых возникает вопрос: как будет себя вести защита, если в трансформаторе с расщепленной обмоткой из-за генерации мощность начнет предаваться из одной обмотки НН в другую обмотку НН (рис. 2)?

Московский МПО «Электрозавод» дает конкретное описание данному процессу. Когда одна обмотка НН питается от генератора, в то время как вторая нагружена, а обмотка ВН питается от сети 110 кВ, работа трансформатора недопустима, так как возникает мощное поперечное поле рассеяния, которое вызовет индуцированные добавочные потери и недопустимые местные нагревы в средней части обмоток, стержней магнитопровода, что приведет к выходу трансформатора из строя. В городе Минске имеются подстанции 110/10 кВ, генерация на некоторых секциях этих ПС приближается к моменту, когда ток на вводе пойдет в трансформатор с расщепленной обмоткой. Именно эта причина как основная рассматривалась при недавнем повреждении трансформатора на ТЭЦ-3 в Минске.

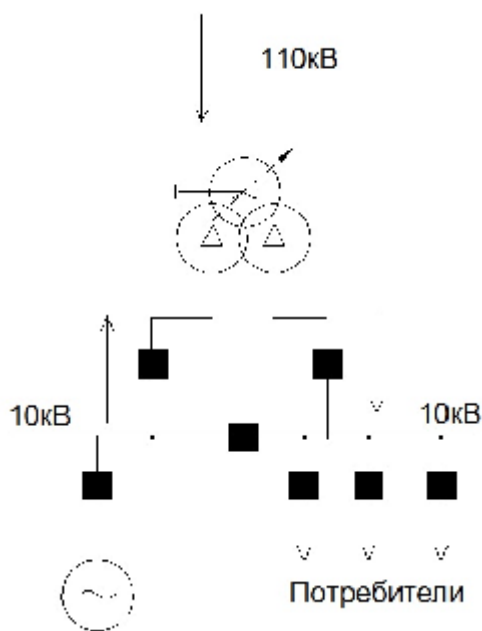


Рис. 2. Поясняющая схема – трансформатор с расщепленной обмоткой НН

При возможном возникновении такого режима работы трансформатора с расщепленной обмоткой необходимо обязательно обращать внимание на рекомендации производителей трансформаторов. Например, ОАО «Запорожтрансформатор» с такими

задачами справляется без проблем на уровне проектирования трансформаторов и реализуется подобное решение не только на малых электростанциях. Например, проект очередного этапа реконструкции Краснополянской ГЭС в Краснодарском крае: генерация – на напряжении 6 кВ, выдача мощности – 10 и 110 кВ. Все на одном трансформаторе.

Вопросы нового подхода к распределенной генерации рассматривались в Европе в 2007 г., когда их распределители столкнулись с «малой генерацией». Венгерский специалист по моделированию сетей энергокомпании E.ONHungariaZrt Гергей Ваш сформулировал основные постулаты «распределенной энергетики» в своих презентациях [4]. Из вышеприведенного в условиях Республики Беларусь однозначно должны применяться требования:

- подключение источников генерации к точкам распределителя с достаточной величиной токов КЗ, иначе необходимо производить реконструкцию первичного электрооборудования распределителя;
- при строительстве новых и реконструкции старых распределителей необходимо учитывать перспективу подключения к ним источников «малой генерации»;
- полная диспетчеризация распределителей с генерацией.

Заключение

В условиях активного развития «малой энергетики» для ее успешного функционирования необходимо выполнить целый ряд мероприятий. Необходимо внести недостающие изменения в нормативные акты, касающиеся подключения генерирующих

источников к распределителям энергосистемы. Совершенствовать диспетчеризацию, контролировать перетоки мощности, как минимум, на линиях с реверсами мощности. Особое внимание следует уделять подготовке проектной документации, усилить процедуру экспертизы и допуска, задействовав все заинтересованные службы и ведомства предприятий энергосистемы. Только затем на основании данной проектной документации подготавливать распределитель 6–10 кВ к включению «малой генерации». Также в обязательном порядке требовать от предприятий с «малой генерацией» отдельно составлять заявки на потребление электроэнергии и генерацию. Следовательно, если нет заявки на потребление электроэнергии, на границе раздела должна устанавливаться направленная защита на отключение. Если имеется заявка на потребление, то в соответствии с проектной документацией необходимо инвестировать в инфраструктуру внешней распределителя. Необходимо учитывать мощность КЗ в точке подключения генераторов. Она должна позволить выполнить условия чувствительности и селективности РЗА. В том или ином случае РЗА должна отключать источники «малой генерации» при аварийных режимах в энергосистеме, будь то полное отключение генераторов или выделение последних на «остров нагрузки» посредством делительной автоматики.

Литература

1. Забелло, Е. П. Особенности схемы электроснабжения предприятия при подключении собственного генерирующего источника / Е. П. Забелло, В. А. Тополев // Энергетика и ТЭК. – 2011. – № 2.
2. Беляев, А. В. Защита, автоматика и управление на электростанциях малой энергетики : в 2 ч. / А. В. Беляев. – М. : Энергопрогресс, 2010.
3. Забелло, Е. П. Особенности построения релейной защиты и автоматики в условиях внедрения собственных генерирующих источников на предприятии / Е. П. Забелло, В. А. Тополев // Энергетика и ТЭК. – 2011. – № 3.

4. Распределенная энергетика требует нового подхода к построению распределительных электрических сетей [Электронный ресурс]. – 2012. – Режим доступа: <http://energyfuture.ru/distrenergy/>. – Дата доступа: 02.01.2012.

Получено 07.03.2012 г.