РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В УСЛОВИЯХ ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ

Томалев А.А.
Научный руководитель доцент Р.А. Уфа
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтедобывающая промышленность России может быть охарактеризована наличием довольно больших природных запасов нефти. Вместе с тем, основная масса запасов расположена в труднодоступных или крайне отдалённых районах страны, что требует больших затрат на их освоение и разработку, создание инфраструктуры [1].

Кроме того, районы нефтегазовой промышленности не лишены проблем, связанных с надёжностью электроснабжения и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима для осуществления бесперебойной работы оборудования. Питание таких энергорайонов, как правило, обеспечивается по длинным линиям, при недостаточной загруженности являющихся мощным источником реактивной мощности. При этом в удалённых частях энергосистемы, в большинстве случаев, отсутствуют крупные станции, способные обеспечить регулирование уровней напряжения. Если говорить о классах напряжения питающих узлов таких районов, то электроснабжение как правило осуществляется по сети 110 кВ с узловыми подстанциями класса 500 кВ и 220 кВ.

Известным неблагоприятным режимом для узлов, характеризующихся двигательной нагрузкой, является возникновение так называемой «лавины напряжений», связанной с достижением критического уровня напряжения. Критическое напряжение в узле нагрузки соответствует границе статической устойчивости электродвигательной нагрузки и определяется характером применяемого на производстве оборудования [2]. Основной объем работы выполняется буровыми установками и магистральными насосами с электроприводом главных механизмов, эффективность работы которых напрямую зависит от уровней напряжения в узлах питания. Для такого оборудования должны обеспечиваться надёжность непрерывной работы и экономичность эксплуатации.

Однако, помимо вышеуказанной известной проблематики имеют место быть ситуации без достижения критичных уровней напряжения, но связанные с быстрым скачкообразным изменением величины напряжения на шинах объектов нефтегазовой промышленности, например из-за изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния средств компенсации реактивной мощности (далее - СКРМ) в сети, в результате чего, будут превышены уставки срабатывания технологических защит по защите от скачка напряжения (порядка 10 % от Uнорм) с действием на отключение защищаемого оборудования. Соответственно, отключение двигательной нагрузки от технологических защит в условиях отсутствия возможности компенсации изменения баланса реактивной мощности близлежащей сетью может привести к значительному повышению напряжения в сети, каскадному развитию аварии с работой противоаварийной автоматики предотвращения повышения напряжения, работа, которой последует на отключение питающих узлы нагрузки сетевых элементов. Таким образом, даже плановое изменение режима работы СКРМ в различных схемно-режимных ситуациях может вызвать аварийную ситуацию
со значительными экономическими последствиями.

Эффект по изменению напряжения, который создаёт изменение коммутационного состояния устройств СКРМ/загрузки СКРМ в энергорайоне зависит от следующих условий:

1) наличия вблизи узлов питания крупных станций, генераторы которых компенсируют изменение реактивной мощности;
2) наличия вблизи узлов питания управляемых устройств СКРМ, компенсирующих изменение реактивной мощности;
3) объёма и характера нагрузки энергорайона;
4) характеристик ЛЭП, образующих сетевую структуру энергорайона.

С целью подтверждения вышеуказанных следствий было смоделировано изменения состояния шунтирующего реактора в сети 500 кВ на трёх ПС 500 кВ, отличающихся близлежащей сетевой структурой и объёмами питаемой нагрузки, с анализом изменения напряжения в сети 220 кВ. При этом наличие резерва реактивной мощности
на загрузку/разгрузку станций было учтено, а наличие резерва на загрузку/разгрузку управляемых СКРМ в близлежащей сети было исключено.

В частности, были рассмотрены:

1. ПС А, со следующими характеристиками:
- транзитная ПС с большим количеством присоединений - загруженных межсистемных связей 500 кВ;
- наличие крупных станций в пределах первого и второго «пояса»;
- значительный объем нагрузки в районе электроснабжения.

2. ПС Б, со следующими характеристиками:
- транзитная ПС с большим количеством присоединений - загруженных межсистемных связей 500 кВ;
- отсутствие крупных станций в пределах первого и второго «пояса»;
- значительный объем нагрузки в районе электроснабжения.

3. ПС В, со следующими характеристиками:
- тупиковая ПС с наличием одного присоединения - малонагруженной длинной ЛЭП 500 кВ;

– отсутствие крупных станций в пределах первого и второго «пояса»
– малый объем нагрузки в районе электроснабжения.

Соответственно, эффект по изменению напряжения в сети 220 кВ от изменения состояния реактора мощностью 180 Мвар составил:

a) на ПС А - 3 кВ;
b) на ПС Б - 5 кВ;
c) на ПС В - 12 кВ.

С учётом вышеприведённого анализа, в энергорайонах, режим работы по напряжению которых определяется режимом работы таких подстанций как ПС В, можно выделить следующие особенности в отношении регулирования напряжения:

1. Целесообразность изменения коммутационного состояния СКРМ, обладающих наибольшим эффектом влияния на уровни напряжения в сети, после реализации других мероприятий, обладающих меньшим эффектом.
2. Целесообразность применения программных комплексов, использующих методы оценивания состояния и позволяющие моделировать различные схемно-режимные ситуации на текущей телеметрии, перед выполнением переключений в электроустановках по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы СКРМ.

Выводы: в условиях наличия энергорайонов нефтегазовой промышленности, характеризующихся наличием чувствительного к изменению уровней напряжения оборудования, одним из наиболее целесообразных мероприятий по недопущению возникновения и развития аварийных ситуаций, связанных с отключением нагрузки из-за скачкообразного изменения напряжения в данных энергорайонах является применения программных комплексов, использующих методы оценивания состояния. Данные программные комплексы с использованием текущих значений параметров режима по телеметрической информации позволяют с достаточной точностью определить уровни напряжений после коммутаций с СКРМ и предотвратить возможные действия, которые могут привести к нарушению электроэнергетического режима.

Литература

1. Арбатов П. А. Экономические проблемы эволюционного развития нефтедобычи в условиях рыночной экономики: российский и зарубежный опыт. – 2004.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем утв. Приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 № 630.– 16 с.

СОХРАНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ГЕНЕРАТОРОВ БЕРЕЗОВСКОЙ ГРЭС ПОСРЕДСТВОМ ИМПУЛЬСНОЙ РАЗГРУЗКИ

Третьяков А.Е.
Научный руководитель доцент С.М. Юдин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В управлении режимами электроэнергетических систем одним из важнейших аспектов является соблюдение требований к устойчивости параллельной работы частей энергосистемы. Устойчивость и живучесть как важнейшие категории функционирования энергосистемы обеспечиваются совокупностью мероприятий: резервированием генерирующих мощностей и пропускных способностей линий электропередачи, оптимизацией электрических режимов с учетом балансов топлива и гидроресурсов, рациональным размещением энергообъектов, углублением
и совершенствованием автоматизации диспетчерского управления, повышением квалификации и производственной дисциплины эксплуатационного персонала и др. Одним из наиболее эффективных способов по сохранению динамической устойчивости генераторов является использование импульсной (кратковременной) разгрузки турбин и длительной разгрузки турбин для сохранения статической устойчивости в послеаварийном режиме. Разгрузка турбин применяется для уменьшения момента, создаваемого турбиной, и заключается в снижении мощности турбины с дальнейшим ее восстановлением. Это делает возможным оставление агрегата подключенным к сети, что существенно повышает надежность электроснабжения. Для эффективной разгрузки турбины необходимо сформировать управляющие импульсы через электрогидравлический преобразователь, соответствующим значением уровня сигнала (амплитуды), длительности и характером снятия управляющего воздействия. Работая с изменением амплитуды можно достигать более глубокой разгрузки, а работая с длительностью импульса можно влиять на скорость разгрузки. Однако при форме импульса в виде прямоугольного сигнала можно вызвать нарушения ДУ. Не допустить этого можно путем подачи более плавного импульса со спадающим задним фронтом по экспоненте, то есть замедлением восстановления мощности турбины. Однако применение данного метода осложненно индивидуальностью импульсных характеристик турбин, которые могут быть непостоянными даже на идентичных турбинах.

На схеме ниже представлена схема энегрорайона, в который включена Березовская ГРЭС. Электростанция содержит в себе три энергоблока. Мощность каждого составляет 800 МВТ. Выдача мощности осуществляется на ПС Итатская. В рамках данной работы будут рассмотрены возмущения, приводящие к нарушению динамической устойчивости, решение которых будет осуществлено посредством импульсной разгрузки генераторов Березовской ГРЭС.