

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЭС РОССИИ

Ф.С. Непша, ст. преп. кафедры ЭГиПП

Г.М. Лебедев, д.т.н., доцент, профессор кафедры ЭГиПП

В.А. Воронин, ассистент кафедры ЭГиПП

И.Н. Паскарь, ст. преп. кафедры ЭГиПП

С.А. Захаров, к.т.н., зав. кафедрой ЭГиПП

Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева
г. Кемерово

Введение

Надежное функционирование энергосистемы является важнейшей задачей, решение которой обеспечивается на различных уровнях энергосистемы. В целом надежное функционирование энергосистемы обеспечивается путем решения следующих задач:

1. Выполнение расчета и анализа установившихся электрических режимов. Анализ электрических режимов выполняется с целью оценки ремонтных и противоаварийных схем по условиям сохранения статической устойчивости и исключения перегрузки оборудования свыше допустимых параметров. Нормативные возмущения, для которых выполняется анализ электрических режимов, определены нормативным документом[1]. При возникновении нормативных возмущений должна быть исключена перегрузка оборудования, а также нарушение статической устойчивости энергосистемы. При возникновении ненормативных возмущений потеря статической устойчивости и перегрузка оборудования не исключена и должна ликвидироваться действиями оперативного персонала и противоаварийной автоматики (ПА).

2. Выполнение расчета и анализа переходных режимов работы энергосистемы. Заключается в определении токов короткого замыкания в различных режимах работы энергосистемы, а также расчете динамической устойчивости синхронных машин. Расчет необходим для предотвращения повреждения оборудования и предотвращения нарушения динамической устойчивости синхронных машин путем реализации соответствующих организационно-технических мероприятий.

3. Обеспечение надлежащего и своевременного обслуживания электрооборудования и устройств релейной защиты и автоматики. Требования по периодичности обслуживания оборудования устанавливаются нормативными документами [2-3]. Нарушение требований этих документов увеличивает риск возникновения ненормативных возмущений и, как следствие, снижает надежность функционирования энергосистемы.

4. Постоянное поддержание надлежащего состояния оборудования и замена устаревшего оборудования на новое с повышенной надежностью. Заключается в выполнении соответствующих эксплуатационных мероприятий, обеспечивающих поддержание паспортных характеристик электрооборудования.

Правильное выполнение вышеуказанных задач обеспечивает надежное и эффективное функционирование энергосистемы. Однако на практике в силу воздействия человеческого фактора, исключить ошибки при выполнении вышеуказанных задач достаточно сложно и, следовательно, даже при условии корректного выполнения всех задач полностью исключить возможность возникновения и развития крупных аварий невозможно. Кроме того, существуют финансово-экономические причины, которые не позволяют обеспечить все объекты энергосистемы современным оборудованием, обладающим высокими показателями надежности.

Наиболее эффективным способом разработки организационно-технических мероприятий, направленных на повышение надежности энергосистемы является анализ произошедших аварий. Аварии в энергосистеме могут нести общесистемный и локальный характер. При этом если локальные аварии угрожают энергетической безопасности регионов, то общесистемные аварии угрожают энергетической безопасности Российской Федерации и требуют обязательного рассмотрения и разработки мероприятий для исключения возникновения подобных аварий. Важно отметить, что аварии, возникающие в мирное время, имеют более мягкие последствия, чем аварии, которые гипотетически могут возникнуть в военное время. Поэтому проработка общесистемных аварий является не только задачей энергетической безопасности, но и национальной безопасности государства.

Цель работы - анализ причин аварии произошедшей 22 августа 2016 года на Рефтинской ГРЭС и разработка мероприятий по повышению надежности работы ЕЭС России на основе проведенного анализа.

Материалы и методы исследования

В августе 2016 года на Рефтинской ГРЭС произошла одна из крупнейших аварий в ЕЭС России за последние 5 лет, которая наглядно показала уязвимость энергосистемы к ненормативным возмущениям, а также выявила серьезные нарушения в порядке эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики.

В качестве материалов для исследования авторами были использованы следующие данные:

- схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы;
- акт расследования аварии;
- нормативно-техническая документация.

Рефтинская ГРЭС расположена в Свердловской области и является одной из крупнейших ТЭС в России (установленная мощность 3800 МВт). Выдача мощности Рефтинской ГРЭС осуществляется с шин ОРУ 500 кВ по 6 ВЛ 500 кВ

и с шин ОРУ 220 кВ по 6 ВЛ 220 кВ 220 кВ. В нормальном режиме связь между шинами 500 кВ и 220 кВ Рефтинской ГРЭС осуществляется через автотрансформатор 4АТГ. 3 АТГ отключен по стороне 500 кВ по условиям обеспечения допустимых уровней токов КЗ.

Результаты и обсуждения

22 августа 2016 года на Рефтинской ГРЭС произошло отключение ВЛ 220 кВ Анна – Рефтинская ГРЭС по причине разрушения конденсатора связи с выбросом жидкости, разлетом поврежденных обкладок конденсатора и элементов изоляции. В связи с этим происходит возникновение двухфазного короткого замыкания на обходной системе шин 220 кВ. Возникло повреждение в зоне действия защит ВЛ 220 кВ Рефтинская ГРЭС – Сирень, работающей через обходной выключатель.

Однако по причине отказа в работе основных и резервных защит не произошло отключения обходного выключателя и пуска устройства резервирования отказа выключателя. Отказ основной защиты произошел по причине отсутствия цепи отключения обходного выключателя от действия основной защиты. Резервные защиты обходного выключателя отказали по причине электротермического повреждения контактов в испытательном блоке. Далее наблюдалось действие основных и резервных защит на подстанциях, прилегающих к распредустройству 220 кВ Рефтинской ГРЭС.

Одновременно с этим, двухфазное короткое замыкание на обходной системе шин 220 кВ Рефтинская ГРЭС перешло в трехфазное. При этом, вследствие отказа основных защит, время существования короткого замыкания превысило допустимую длительность для которой рассматриваются нормативные возмущения, установленную п. 2.5 (б) [1].

Далее произошло отключение Блока №2 (300 МВт) Рефтинской ГРЭС с нагрузкой 275 МВт из-за падения напряжения на секциях 0,4 кВ, а также Блока №7 (500 МВт) Рефтинской ГРЭС с нагрузкой 462 МВт действием резервной защиты.

После произошел отказ в работе резервных защит автотрансформатора 4АТГ, направленной в сеть 220 кВ. Также отказала направленная делительная защита автотрансформатора 4АТГ. Отказ действия защит 4АТГ привел к срабатыванию защит ВЛ 500 кВ. На Рефтинской ГРЭС в процессе трехфазного короткого замыкания дуга перешла вдоль проводов обходной системы шин 220 кВ от ячейки №2 в ячейку №1. В результате воздействия дуги на натяжные гирлянды изоляторов концевой портала обходной системы шин 220 кВ произошло отгорание арматуры крепления проводов от гирлянд натяжных изоляторов. В момент обрыва подвески фаз от концевой портала далее растягивающейся дугой, повредились экраны контактов главных ножей обходного разъединителя. Короткое замыкание перешло в зону действия дифференциальной защиты шин. Действием дифференциальной защиты шин короткое замыкание было ликвидировано. Таким образом, короткое замыкание было ликвидировано, в результате благоприятно сложившихся обстоятельств, в противном случае последствия

аварии были бы гораздо серьезнее. Длительность короткого замыкания составила 5,12 сек, тогда как согласно п. 2.5(а) [1] короткое замыкание должно было быть ликвидировано действием основной защиты с временем выдержки не более 0,16 сек.

В результате возникновения асинхронного режима действием автоматики, энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа и Ямало-Ненецкого автономного округа были выделены на изолированную работу от ЕЭС России с частотой выше допустимых значений по причине профицита генерации. Также произошли отключения генерирующего оборудования, что привело к снижению генерации и частоты в ЕЭС России.

При синхронных качаниях перетоков активной мощности в контролируемых сечениях было сформировано управляющее воздействие на снижение генерации Красноярской ГЭС. При этом было зафиксировано неудовлетворительное участие блоков электростанций, генераторов ГЭС и неблочной части ТЭЦ в общем первичном регулировании частоты субъектов оптового рынка электроэнергии.

Следствием изменения баланса мощности ЕЭС Сибири, неудовлетворительного участия в общем первичном регулировании частоты и отсутствия выполнения в требуемом объеме команд на увеличение генерации активной мощности в остальной части ЕЭС России явилось увеличение перетоков активной мощности выше максимально допустимых пределов в ряде контролируемых сечениях ОЭС Сибири.

В условиях увеличения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях выше допустимых значений и снижения напряжения произошло нарушение статической устойчивости и, как следствие, отключение ряда ВЛ 220-500 кВ.

В результате произошло отделение на изолированную работу от ЕЭС России части ОЭС Сибири, включающей Красноярскую, Тывинскую, Хакасскую, Иркутскую, Бурятскую, Забайкальскую, часть Кузбасской, Томской и Монгольской энергосистем с избытком мощности и повышением частоты электрического тока в отделившейся части до 51,3 Гц.

Отделение восточной части ОЭС Сибири с учетом работы ПА с действием на отключение нагрузки, а также отключение блока № 2 на Адлерской ТЭС привело к возникновению дополнительного небаланса активной мощности в 1 синхронной зоне ЕЭС России в объеме 2363 МВт, следствием чего явилось дополнительное снижение частоты электрического тока до 49,61 Гц.

Отделение части ОЭС Сибири на изолированную работу привело к возникновению синхронных качаний в ЕЭС России с кратковременным периодическим снижением частоты, наибольшее значение которого наблюдалось в части ОЭС Сибири, сохранившей параллельную работу с ЕЭС России.

В результате этого действием автоматической частотной разгрузки была отключена нагрузка Новосибирской, Омской, Алтайской энергосистем, а также ЕЭС Казахстана в объеме 437,9 МВт, в том числе 326 МВт были отключены в Кузбасской энергосистеме.

В отделившейся части от ЕЭС России части ОЭС Сибири произошло повышение частоты до 51,3 Гц, что привело к срабатыванию автоматики ограничения повышения частоты.

В условиях возникшего длительного переходного процесса, сопровождавшегося качаниями активной мощности, произошло нарушение устойчивости в контролируемом сечении «Иркутск - Бурятия». В результате в 14-20 на ПС 500 кВ Ключи односторонне отключилась ВЛ 500 кВ Гусиноозерская ГРЭС - Ключи с успешным АПВ. В цикле успешного АПВ произошло отделение Бурятской, Забайкальской и Монгольской энергосистем на изолированную работу от отделившейся части ОЭС Сибири с дефицитом мощности и снижением частоты до 48,96 Гц. Суммарно была отключена нагрузка в объеме 205,35 МВт.

Суммарно произошло прекращение электроснабжения потребителей в объеме 1377,39 МВт (в ОЭС Сибири - 1282,89 МВт, в Монголии - 75 МВт, в Казахстане - 19,5 МВт).

В ОЭС Сибири было прекращено электроснабжение потребителей (бытовая нагрузка, численность обесточенного населения около 838 тысяч человек, а также промышленная нагрузка). В Кемеровской области была отключена нагрузка в объеме 891,00 МВт. Электроснабжение всех потребителей в Кузбасской энергосистеме было восстановлено только через 5 часов 12 минут.

Можно выделить три основные группы причин, которые привели к возникновению и последующему развитию аварии на Рефтинской ГРЭС:

1. Организационные причины:

□ отказ основной защиты ВЛ 220 кВ Рефтинская ГРЭС – Сирень по причине отсутствия цепи отключения обходного выключателя от основной защиты ВЛ 220 кВ Рефтинская ГРЭС – Сирень из-за ошибки допущенной при монтаже и наладке релейной защиты.

□ отказ комплекта резервных защит обходного выключателя по причине повреждения на панели автоматики управления выключателя. Персоналом службы релейной защиты Рефтинской ГРЭС не производилась проверка исправности и правильности присоединения цепей тока после работ в устройствах релейной защиты, которая является окончательной проверкой правильности включения и функционирования релейной защиты и автоматики.

□ отказ делительной защиты 4АТГ по причине неверно выполненной направленности защиты. Персоналом не проводилась проверка делительной защиты рабочим током и напряжением.

2. Технические причины:

□ разрушение конденсатора связи ВЛ 220 кВ Анна - Рефтинская ГРЭС произошло вследствие пробоя изоляции встроенных емкостных элементов с возникновением электрической дуги. Конденсаторы связи являются уязвимыми элементами электрической сети, повреждение которых часто приводит к выходу из строя оборудования.

□ отказ в срабатывании комплекта защит обходного выключателя. Причина - ранее возникшее электротермическое повреждение контактов в испытательном блоке панели автоматики управления выключателем.

3. Причины, вызвавшие затруднение ликвидации аварии:

☐ неудовлетворительное участие в регулировании частоты (нарушение требований п. 5.1.5, 5.1.6, 5.2.3 [4]).

☐ снижение фактических объемов третичных резервов активной мощности относительно запланированной величины вследствие прекращения пусковых операций и аварийных отключений генерирующего оборудования на электростанциях.

☐ невыполнение электростанциями команд диспетчерского персонала «максимум генерации с учетом допустимого перегруза оборудования».

Группы причин 1,2 способствовали возникновению ненормативного возмущения, не предусмотренного п. 2.5 [1].

Заключение

Несмотря на серьезность причин аварии на Рефтинской ГРЭС, возникновение подобных ненормативных возмущений возможно на любом объекте ЕЭС России. Кроме того, в условиях военных действий возникновение ненормативных возмущений возможно в любой части ЕЭС России и может нести более тяжелый характер.

Для снижения вероятности возникновения ненормативных возмущений авторами рекомендуется выполнение следующих мероприятий:

1. Определение критических точек сети с использованием метода структурного анализа систем электроснабжения, предложенного в [7]. Данный метод позволяет математически определить элементы системы, требующие повышенного внимания к надёжности и создать иерархию объектов электрической сети в зависимости от их значимости для обеспечения надежного функционирования энергосистемы. Решение задачи структуризации объектов энергосистемы особо актуально в условиях ЕЭС России, которая включает в себя большое количество объектов, которые требуют четкого разделения по категориям в зависимости от влияния на надежность функционирования ЕЭС России. Четкое понимание значимости каждого объекта для надежной работы ЕЭС России позволит эффективно распределить внимание на особо значимых объектах энергосистемы.

2. В отношении критических элементов сети необходимо проанализировать последствия наиболее тяжелых ненормативных возмущений и разработать организационно-технические мероприятия по смягчению последствий подобных возмущений.

3. Обязать системного оператора выполнять внеплановые проверки документации критических объектов ЕЭС России и контролировать правильность выполнения операций по эксплуатационному обслуживанию релейной защиты и автоматики.

4. В соответствии с разработанной иерархией увеличить количество проводимых противоаварийных тренировок на наиболее значимых объектах, связанных с возникновением ненормативных возмущений. Ненормативные воз-

мушения могут моделироваться исходя из возможных военных действий, связанных с нанесением точечных ракетных ударов по основным объектам энергетики Российской Федерации.

5. В отношении критических элементов ЕЭС России разработать план замены оборудования на современное, обладающее более высокими показателями надежности.

6. Провести противоаварийные тренировки с целью подробной оценки эффективности общего и нормированного первичного регулирования частоты и последующей разработки мероприятий, связанных с выполнением замены, реконструкции или ремонта генерирующего оборудования.

7. Выполнить замену обычных масляных конденсаторов связи на конденсаторы связи взрывобезопасного исполнения, обладающие повышенной стойкостью к воздействиям энергии внутреннего короткого замыкания и не допускающих взрыва с разлетом осколков. Очередность замены конденсаторов определить в соответствии с разработанной иерархией объектов ЕЭС России.

8. Расширение существующих комплексов системы мониторинга переходных режимов (СМПР) на критических электростанциях ЕЭС России. Данные мероприятия предусмотрены схемой и программой развития ЕЭС России[8].

Выполнение вышеуказанных мероприятий позволит в долгосрочной перспективе обеспечить повышение показателей надежности ЕЭС России и, как следствие, обеспечить высокий уровень энергетической и национальной безопасности Российской Федерации.

Список литературы:

1. On approval of methodological guidelines on the stability of power systems: Order of the Minister of Energy of the Russian Federation from 30.06.2003 N277 [Electronic resource]. – URL: <http://www.consultant.ru>

2. On approval of the rules for the technical operation of power plants and networks of the Russian Federation: Order of the Minister of Energy of the Russian Federation from 19.06.2003 N229 [Electronic resource]. – URL: <http://www.consultant.ru>

3. RD 153-34.0-35.617-2001 Rules of maintenance of relay protection devices, electroautomatics, remote control and signaling of power stations and substations 110-750 kV (with changes N1, 2). Introduced 01.03.2003. M.: SPO ORGRES, 2001. 109 p.

4. GOST R 55890-2013. United power system and isolated power systems. Operative-dispatch management. Frequency control and control of active power. Norms and requirements- Introduced 01.09.2014 – M.: Standartinform, 2014. – 33 p.

5. STO 59012820.29.240.007-2008. Rules for preventing the development and elimination of violations of the normal regime of the electrical part of power systems. - Standart OAO «SO EES»- Introduced 24.09.2008 – M., 2008. – 49 p.

6. GOST R 55105-2012. United power system and isolated working systems. Operative-dispatch management. Automatic emergency control of modes of power systems. Emergency control of power systems. Norms and requirements. Introduced 01.07.2013. M.: Standartinform, 2013. 37 p.

7. Matveev V.N. Varnavskiy K.A. Structural analysis of the efficiency of the power supply system in the Siberian region. *Energetik*, 2014. № 12. pp. 31-33.

8. On the approval of the scheme and program for the development of the Unified Energy System of Russia for 2016-2022: Order of the Minister of Energy of the Russian Federation from 01.03.2016 N147 [Electronic resource] – URL: <http://www.consultant.ru>