Министерство энергетики Российской Федерации

(Минэнерго России)

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 54503
от "25" апреля 2019.

ПРИКАЗ

13 февраля 2019 г. № 101

Москва

Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики

В соответствии с пунктом 2 статьи 28 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2007, № 45, ст. 5427; 2010, № 31, ст. 4156, ст. 4160; 2011, № 30 (ч. I), ст. 4596; 2013, № 48, ст. 6165; 2016, № 26 (ч. I), ст. 3865; 2018, № 31, ст. 4860), пунктом 1 постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562; 2018, № 34, ст. 5483) и подпунктом «б» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483, № 51, ст. 8007) п р и к а з ы в а ю:

gost.e-ecolog.ru

1. Утвердить прилагаемые требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики.

2. Настоящий приказ вступает в силу по истечении тридцати дней со дня его официального опубликования.

Министр А.В. Новак

Департамент оперативного контроля
и управления в электроэнергетике
Юрлов Евгений Юрьевич
(495) 631-98-61

Приложение
к приказу Минэнерго России
от «13» 02 2019 г. № 101

ТРЕБОВАНИЯ
к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики

I. Общие положения

1. Настоящие требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики устанавливают требования к:

оснащению линий электропередачи и оборудования (за исключением вставок и передач постоянного тока, генерирующего оборудования ветровых и солнечных электростанций, систем возбуждения генерирующего оборудования) объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) различных видов;

принципам функционирования устройств и комплексов РЗА, в том числе их резервированию, функциональной взаимосвязи устройств РЗА, возможности совмещения функций РЗА в одном устройстве, структуре построения отдельных видов противоаварийной автоматики.

2. Настоящие требования должны выполняться при:

проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении (далее – реконструкция) объектов электроэнергетики, разработке необходимой для этого проектной документации, подготовке и согласовании технических условий на технологическое присоединение объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к электрическим сетям, разработке схем выдачи мощности объектов по

производству электрической энергии, схем внешнего электроснабжения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, проектной документации для их технологического присоединения к электрическим сетям, создании (модернизации) устройств и комплексов РЗА, разработке необходимой для этого проектной и рабочей документации;

обеспечении функционирования в составе электроэнергетической системы устройств и комплексов РЗА, созданных (модернизированных) после вступления в силу настоящих требований.

Положения пунктов 7 – 16, 24, 25, 32, 33, 40 – 42, 122, абзаца шестого пункта 123, абзаца шестого пункта 126, пунктов 127, 132, 147, 148 настоящих требований также должны выполняться при обеспечении функционирования в составе электроэнергетической системы устройств и комплексов РЗА, введенных в эксплуатацию до вступления в силу настоящих требований.

3. Выполнение настоящих требований является обязательным для:

субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами по производству электрической энергии, объектами электросетевого хозяйства и (или) энергопринимающими установками, входящими в состав электроэнергетической системы или присоединяемыми к ней (далее – владельцы объектов электроэнергетики);

системного оператора и субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее – субъект оперативно-диспетчерского управления);

проектных организаций и иных юридических и физических лиц, осуществляющих разработку документации, указанной в пункте 2 настоящих требований, или выступающих заказчиками при выполнении соответствующих работ.

4. В настоящих требованиях используются сокращения, указанные в приложении № 1 к настоящим требованиям.

5. В настоящих требованиях используются термины и определения в значениях, установленных законодательством Российской Федерации, а также термины и определения, указанные в приложении № 2 к настоящим требованиям.

II. Общие требования к релейной защите и автоматике

6. При проектировании, строительстве, реконструкции объектов электроэнергетики, разработке необходимой для этого проектной документации, подготовке и согласовании технических условий на технологическое присоединение объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к электрическим сетям, разработке схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии, схем внешнего электроснабжения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, проектной документации для их технологического присоединения к электрическим сетям, создании (модернизации) устройств и комплексов РЗА, разработке необходимой для этого проектной и рабочей документации, а также при организации и осуществлении эксплуатации устройств и комплексов РЗА должны быть обеспечены оснащение ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики устройствами РЗА и функционирование таких устройств в соответствии с пунктами 140 – 168 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 (далее – Правила технологического функционирования электроэнергетических систем) и настоящими требованиями.

7. Для обеспечения надежности работы РЗА должно осуществляться функциональное и (или) аппаратное резервирование устройств РЗА.

8. Владельцами объектов электроэнергетики должна быть обеспечена правильная работа устройств РЗА при изменении частоты электрического тока в диапазоне 45 – 55 Гц.

9. ЛЭП и оборудование объектов электроэнергетики должны быть оснащены устройствами РЗ от внутренних КЗ и других ненормальных режимов их работы.

10. Резервные защиты ЛЭП (оборудования) должны удовлетворять требованию взаимной совместимости в части согласования их характеристик срабатывания с характеристиками срабатывания резервных защит ЛЭП (оборудования) прилегающей сети для обеспечения селективности их действия при дальнем резервировании.

11. На объектах электроэнергетики должна обеспечиваться регистрация аварийных событий и процессов.

12. Для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима в энергосистеме должны применяться следующие виды ПА:

АПНУ, включая АРО СГО для предотвращения нарушения статической устойчивости при отключении ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, АРПМ для ликвидации недопустимой перегрузки сечения электрической сети по активной мощности, АРКЗ для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций, ЦСПА и (или) комплексы АПНУ для реализации функции предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы;

АЛАР для ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем;

АОСЧ для обеспечения живучести Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем при возникновении дефицита активной мощности и снижении частоты, создающих угрозу повреждения оборудования электростанций, безопасности работы АЭС, нарушения работы энергопринимающих установок потребителей, а также возникновения лавины частоты и напряжения с полным прекращением электроснабжения нагрузки потребителей;

АОПЧ для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно

срабатывание автоматов безопасности или технологических защит от повышения частоты вращения турбин ТЭС, ГЭС и АЭС;

АОСН для предотвращения недопустимого по величине и длительности снижения напряжения по условиям устойчивости энергопринимающих установок потребителей электрической энергии;

АОПН для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики;

АОПО для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

13. Для обеспечения выполнения ПА своих функций в ПА должны использоваться следующие виды управляющих воздействий:

кратковременная (импульсная) и длительная разгрузка энергоблоков ТЭС и АЭС (кроме энергоблоков с реакторами типа РБМК и БН АЭС);

отключение генераторов;

отключение нагрузки потребителей электрической энергии;

деление энергосистемы на несинхронно работающие части;

автоматическая загрузка генераторов;

электрическое торможение;

изменение топологии электрической сети;

изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.

14. АЛАР, АОСЧ, АОПЧ, АОСН, АОПН, АОПО должны выполняться в виде локальной ПА и реализовываться устройствами, выполняющими функции противоаварийного управления, на основе информации о параметрах электроэнергетического режима, полученной путем их непосредственного и прямого измерения на объекте установки указанных устройств.

15. Устройства РЗА не должны срабатывать при:

замыкании на землю в одной точке в сети оперативного постоянного тока;

снятии, подаче оперативного тока (в том числе обратной полярности), а также при перерывах электропитания любой длительности и глубины снижения напряжения оперативного тока.

16. После восстановления оперативного тока все функции и параметры настройки устройств РЗА (в том числе изменяемые при помощи переключающих устройств РЗА) должны сохраняться в полном объеме.

17. Аппаратно и функционально резервирующие друг друга устройства РЗА, в том числе основные и резервные защиты ЛЭП (оборудования), должны подключаться на разные вторичные обмотки ТТ, питаться от разных автоматических выключателей оперативного постоянного тока и иметь независимые выходные цепи.

18. При создании (модернизации) устройств РЗА должны предусматриваться стандартные интерфейсы связи для ввода (вывода) данных в устройства (из устройств) РЗА.

19. Система самодиагностики микропроцессорных устройств РЗА должна непрерывно выполнять проверку целостности исполняемой программы и данных.

Микропроцессорное устройство РЗА должно блокировать выходные воздействия и формировать соответствующую сигнализацию при обнаружении системой самодиагностики нарушения целостности исполняемой программы или данных.

Результаты отрицательных проверок целостности исполняемой программы или данных должны фиксироваться во встроенном журнале событий микропроцессорного устройства РЗА.

Обновление системного программного обеспечения микропроцессорных устройств РЗА должно быть доступно только в режиме обновления по сервисным интерфейсам с помощью специального программного обеспечения.

Сервисные интерфейсы микропроцессорного устройства РЗА не должны подключаться к локальной вычислительной сети владельца объекта электроэнергетики, а физический доступ к ним должен быть ограничен.

Переключение микропроцессорного устройства РЗА в режим обновления должно осуществляться локально посредством человеко-машинного интерфейса.

У микропроцессорных устройств РЗА должна быть парольная защита, ограничивающая доступ к обновлению системного программного обеспечения и к внесению изменений в параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования устройства РЗА.

В микропроцессорных устройствах РЗА должны регистрироваться все события, связанные с созданием, редактированием, удалением учетных записей, обновлением системного и прикладного программного обеспечения.

20. Питание цепей переменного напряжения устройств РЗА должно резервироваться.

Резервирование цепей напряжения устройств РЗА ЛЭП классом напряжения 500 кВ и выше должно обеспечиваться от двух ТН данной ЛЭП.

21. При изменении фиксации присоединения по системам шин цепи напряжения устройств РЗА переводимых присоединений должны подключаться к ТН соответствующей системы шин автоматически с использованием реле-повторителей или иных устройств, фиксирующих положения разъединителей.

22. При наличии двух электромагнитов отключения выключателя действие устройств РЗА должно выполняться на каждый такой электромагнит.

23. Устройства РЗА должны обеспечивать автоматический контроль исправности используемых каналов связи.

При неисправности канала связи, выявленной в процессе непрерывного автоматического контроля, должны обеспечиваться автоматическая блокировка функций РЗА (если эта неисправность может привести к неправильным действиям функции РЗА) с возможностью автоматической и (или) ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала соответствующих устройств РЗА.

24. Устройство РЗА должно иметь сигнализацию о возникновении неисправностей устройства РЗА и срабатывании каждой функции РЗА, реализованной в микропроцессорном устройстве РЗА.

Устройства РЗА, использующие напряжение от ТН, должны иметь сигнализацию о неисправностях и отсутствии цепей напряжения.

25. Совмещение в одном устройстве функций РЗ и АПНУ (за исключением функций фиксации отключения и фиксации состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования), РЗ и ЧДА не допускается.

26. При совмещении в одном устройстве функций РЗ и ПА должны быть предусмотрены технические решения, предотвращающие возможность одновременного отказа функций РЗ и ПА при неисправности такого устройства (отказ по общей причине), а именно:

аппаратное резервирование устройств РЗА;

выполнение комплекса технических мероприятий по обеспечению принципов ближнего резервирования, в том числе разделение питания основных и резервных устройств по оперативному току, выполнение измерительных цепей тока и цепей напряжения от разных источников, несовмещение выходных цепей основных и резервных устройств РЗА.

27. При совмещении функций АЧР и АОСН в устройствах РЗ выполнение технических решений, указанных в пункте 26 настоящих требований, не требуется.

28. Устройства РЗА должны иметь переключающие устройства РЗА:

в цепях переменного тока и напряжения;

в выходных цепях для оперативного вывода из работы и ввода в работу устройства РЗА;

для ввода (вывода) отдельных функций РЗА и изменения алгоритмов функционирования устройства РЗА оперативным персоналом.

29. При организации каналов связи для функционирования устройств и комплексов РЗА должны соблюдаться требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утверждаемые Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с подпунктом «б» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования

электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

III. Общие требования к оснащению и принципам функционирования релейной защиты и сетевой автоматики

30. РЗ на каждой питающей стороне ЛЭП, имеющих питание с двух или более сторон, должна включать в себя основную и резервную защиту от междуфазных и однофазных КЗ.

31. При наличии каналов связи по ВОЛС в качестве основной защиты ЛЭП необходимо применять ДЗЛ.

32. Резервная защита ЛЭП (оборудования) должна выполнять функцию дальнего резервирования.

33. При невыполнении резервными защитами ЛЭП (оборудования) функции дальнего резервирования с необходимой чувствительностью, определяемой в соответствии с требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утверждаемыми Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с подпунктом «г» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (далее – требуемая чувствительность), должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования сетевых элементов, не обеспеченных дальним резервированием.

34. Резервные защиты ЛЭП (оборудования) должны иметь возможность оперативного и автоматического ускорения. Параметры настройки (уставки) оперативно и автоматически ускоренных ступеней функции резервных защит ЛЭП должны обеспечивать требуемую чувствительность ко всем видам КЗ на этой ЛЭП, а для АТ (Т) – требуемую чувствительность к КЗ на примыкающей системе шин.

35. Устройства РЗА, осуществляющие функцию основной защиты ЛЭП и (или) АПВ, устанавливаемые на ЛЭП со всех сторон, должны быть функционально совместимы.

36. Устройства РЗА, осуществляющие функцию основной защиты ЛЭП, должны обеспечивать передачу и прием команды телеотключения и сигнала телеускорения, а в случае использования высокочастотной защиты – останов передатчика высокочастотной защиты.

37. Дистанционные защиты должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при синхронных качаниях в энергосистеме (далее – блокировка при качаниях). Принцип действия блокировки при качаниях не должен препятствовать функционированию дистанционных защит.

38. На всех ЛЭП (оборудовании), имеющих пофазное управление выключателями, должна предусматриваться защита от неполнофазного режима. Защита от неполнофазного режима должна действовать на отключение ЛЭП (оборудования) со всех сторон тремя фазами с запретом АПВ и пуском УРОВ.

39. Функцию трехфазного АПВ следует устанавливать отдельно на каждый выключатель.

40. При действии ПА, защит от внутренних повреждений оборудования, защиты от неполнофазного режима, УРОВ на отключение выключателя должен быть выполнен запрет АПВ.

41. Функции РЗ и сетевой автоматики, которые по принципу действия могут сработать ложно или излишне при неисправности цепей напряжения должны контролироваться БНН.

42. БНН должна действовать на блокировку защит ЛЭП (оборудования), которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения.

43. Резервные защиты ЛЭП (оборудования) должны иметь в своем составе функцию ненаправленной токовой защиты от всех видов КЗ, вводимую автоматически при срабатывании БНН при отсутствии возможности селективной и чувствительной защиты данной ЛЭП (оборудования) другими устройствами РЗА, выполняющими функцию ближнего резервирования (далее – аварийная МТЗ). При

использовании аварийной МТЗ БНН должна действовать на блокировку защит ЛЭП (оборудования), которые могут сработать излишне при неисправности цепей напряжения.

44. На ЛЭП с отпайками при использовании в основной защите линии (ДФЗ с пуском по току, ДЗЛ) дистанционного органа, блокирующего работу основной защиты при КЗ за отпайками линии, БНН не должна действовать на блокировку этого органа.

45. В резервных защитах ЛЭП, подключенной к РУ более, чем через один выключатель, должна предусматриваться токовая защита ошиновки ЛЭП от всех видов КЗ, вводимая в работу автоматически при отключении линейного разъединителя и действующая на отключение выключателей данной ЛЭП и пуск УРОВ.

46. Технические характеристики устройства РЗА должны содержать сведения о минимально необходимом сроке достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ.

47. При использовании ДЗЛ в качестве основной защиты ЛЭП в ДЗЛ должна быть реализована функция ОМП методом двухстороннего замера.

IV. Требования к оснащению и принципам функционирования релейной защиты и сетевой автоматики линий электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше

48. На каждой ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше должны устанавливаться не менее чем два устройства РЗ, реализующих функцию основной защиты.

Каждое из установленных устройств РЗ должно иметь в своем составе функцию резервных защит.

49. На каждой стороне ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше три устройства РЗ, реализующих функцию основной защиты, должны устанавливаться в следующих случаях:

на ЛЭП, отходящих от АЭС;

на ЛЭП, обеспечивающих межгосударственные перетоки электрической энергии (только для ЛЭП классом напряжения 500 кВ и выше);

на ЛЭП, при коротком замыкании на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования.

50. На каждой ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше (за исключением КЛ) должно предусматриваться:

трехфазное АПВ, которое должно обеспечивать возможность однократного опробования ЛЭП напряжением и синхронного включения под нагрузку;

однофазное однократное АПВ.

51. Устройства РЗ ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше, оснащенные функцией однофазного однократного АПВ, должны обеспечивать действие на отключение:

только поврежденной фазы при однофазных КЗ и действии быстродействующих защит (основной защиты и быстродействующих ступеней резервных защит);

трех фаз при многофазных КЗ;

трех фаз при однофазных КЗ, отключаемых действием защит (ступеней резервных защит) с выдержкой времени;

трех фаз с обеих сторон ЛЭП при неуспешном опробовании от однофазного АПВ отключенной фазы с одной из ее сторон.

V. Требования к оснащению и принципам функционирования релейной защиты и сетевой автоматики линий электропередачи классом напряжения 110 – 220 кВ

52. Если на ЛЭП классом напряжения 110 – 220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, при выводе из работы основной защиты время отключения короткого замыкания не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости энергосистемы или нагрузки потребителей, то на данных ЛЭП должны устанавливаться две основные защиты.

53. На ЛЭП классом напряжения 110 – 220 кВ с односторонним питанием с питающей стороны должны устанавливаться ступенчатые защиты от всех видов КЗ и токовые защиты без выдержки времени.

54. На КВЛ и КЛ классом напряжения 110 – 220 кВ необходимо устанавливать не менее двух устройств РЗ, каждое из которых обеспечивает отключение всех видов КЗ со временем, при котором не нарушается термическая стойкость жил и оболочек кабеля (с учетом неуспешного АПВ и действия УРОВ).

55. На ЛЭП классом напряжения 110 – 220 кВ должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие отстройку основной защиты от КЗ за Т отпаечных подстанций.

56. На каждой ЛЭП классом напряжения 110 – 220 кВ (за исключением КЛ) должно предусматриваться трехфазное АПВ. Необходимость обеспечения синхронного включения под нагрузку и применения однофазного АПВ должна быть обоснована проектными решениями.

VI. Требования к оснащению и принципам функционирования релейной защиты и сетевой автоматики автотрансформаторов (трансформаторов), шунтирующих реакторов, управляемых шунтирующих реакторов высшим классом напряжения 110 кВ и выше

57. На АТ (Т) должны устанавливаться защиты от внутренних, внешних КЗ и от ненормальных режимов их работы.

58. РЗ АТ (Т) с высшим классом напряжения 110 кВ и выше должна включать основные защиты и резервные защиты от междуфазных КЗ и от однофазных КЗ.

59. Резервные защиты АТ (Т) должны устанавливаться на стороне ВН и СН АТ (Т) для обеспечения согласования резервных защит ЛЭП, работающих на напряжении ВН и СН указанного АТ (Т), дальнего резервирования и резервирования защит шин (ошиновок), посредством которых АТ (Т) подключен к РУ.

Для АТ (Т), имеющих ТТ, встроенные в высоковольтные вводы ВН и СН АТ (Т), резервные защиты должны подключаться к ним при условии обеспечения защиты ошиновки ВН и СН АТ (Т) в случае их одностороннего питания.

60. На АТ (Т) с высшим классом напряжения 330 кВ и выше, а также на АТ (Т) с высшим классом напряжения 110 – 220 кВ и мощностью 63 МВА и более должны устанавливаться два устройства РЗА, в которых реализована функция ДЗТ.

61. На АТ (Т) с высшим классом напряжения 110 – 220 кВ мощностью менее 63 МВА должно устанавливаться не менее одного устройства РЗА, в котором реализована функция ДЗТ. При недостаточной чувствительности или недопустимом времени отключения резервными защитами АТ (Т) или защитами смежных элементов КЗ в зоне действия дифференциальной защиты необходимо устанавливать второе устройство РЗА, в котором реализована функция ДЗТ.

62. Цепи оперативного тока газовой защиты и технологических защит, действующие на отключение АТ (Т), должны иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, действующее в случае неисправности цепей на сигнал. Газовая защита АТ (Т) должна иметь по два контакта на струйном и газовом реле (у газового реле для каждой ступени) для возможности их отдельного использования в разных устройствах РЗА. В случае установки двух устройств РЗА, в которых реализована функция ДЗТ, газовая и технологические защиты АТ (Т) должны действовать через каждое из вышеуказанных устройств.

В случае установки одного устройства РЗА, в котором реализована функция ДЗТ, газовая защита АТ (Т) должна действовать на отключение АТ (Т) через устройство РЗА, в котором реализована функция ДЗТ и через резервные защиты АТ (Т).

Каждый из двух контактов газового реле (струйного реле) и выходные контакты технологических защит должны подключаться к разным устройствам РЗА отдельным кабелем.

63. При подключении АТ (Т) высшим классом напряжения 110 кВ и выше к РУ ВН или СН через два и более выключателя или кабельную вставку должна предусматриваться дифференциальная защита ошиновки соответствующей стороны АТ (Т).

64. При подключении повышающего Т высшим классом напряжения 110 кВ и выше, работающего по схеме генератор – трансформатор к РУ ВН через два и более

выключателя или кабельную вставку, должна предусматриваться дифференциальная защита ошиновки ВН Т.

65. На ошиновке напряжением 330 кВ и выше АТ (Т) должны устанавливаться два устройства РЗА, в которых реализована функция дифференциальной защиты ошиновки.

66. Дифференциальная защита ошиновки должна автоматически блокироваться при неисправности цепей переменного тока. В устройстве, в котором выполнена функция дифференциальной защиты ошиновки, должна быть предусмотрена возможность оперативного перевода действия блокировки на сигнал.

67. Если коэффициент чувствительности ДЗТ АТ (Т) при КЗ на стороне НН АТ (Т) за токоограничивающим реактором или за линейным регулировочным (вольтодобавочным) Т составляет менее 1,5, то на АТ (Т) должна устанавливаться дифференциальная ошиновка НН, действующая через каждое устройство РЗА, в котором реализована функция ДЗТ АТ (Т).

68. На АТ (Т) должно устанавливаться устройство резервирования отказа выключателя ВН и (или) СН при повреждении за токоограничивающим реактором на стороне НН при недостаточной чувствительности реле тока УРОВ ВН (СН) к такому повреждению.

69. На ШР (УШР) должны устанавливаться защиты от внутренних КЗ и ненормальных режимов работы.

70. На ШР (УШР) напряжением 330 кВ и выше должны устанавливаться два устройства быстродействующих защит от внутренних повреждений. В составе каждого устройства быстродействующих защит от внутренних повреждений должна быть выполнена продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита, если обмотка реактора расщеплена. Газовые реле должны действовать через каждое устройство быстродействующих защит ШР, УШР.

71. На УШР дополнительно должны устанавливаться устройства РЗ обмотки управления, полупроводниковых преобразователей, компенсационной обмотки, промежуточного и заземляющего Т. Состав РЗ перечисленного электротехнического

оборудования должен определяться типом УШР и требованиями организации-изготовителя.

72. РЗ ШР (УШР), подключенных к ЛЭП без выключателя, должна действовать на отключение ЛЭП со всех сторон с запретом АПВ.

VII. Требования к оснащению и принципам функционирования релейной защиты и сетевой автоматики систем шин, обходных шиносоединительных и секционных выключателей напряжением 110 кВ и выше

73. Для каждой системы (секции) шин напряжением 110 – 220 кВ, за исключением схем «мостик» и схем с обходной системой шин, должна предусматриваться отдельная ДЗШ.

Две ДЗШ должны устанавливаться на системах (секциях) шин напряжением 110 – 220 кВ при наличии на системе (секции) шин более 10 присоединений.

74. На каждой системе (секции) шин напряжением 330 кВ и выше должны устанавливаться по две ДЗШ.

75. Выключатели присоединения должны входить в зону ДЗШ. При наличии измерительных ТТ с двух сторон выключателя выключатель должен входить в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения.

76. ДЗШ должна автоматически блокироваться при неисправности цепей переменного тока. В устройстве, в котором выполнена функция ДЗШ, должна быть предусмотрена возможность оперативного перевода действия блокировки на сигнал.

77. ДЗШ должна иметь возможность увеличения чувствительности, осуществляемую автоматически при опробовании шин напряжением и переключающим устройством.

78. В РУ напряжением 110 кВ и выше должна обеспечиваться возможность сохранения всех функций РЗ и СА любых ЛЭП и оборудования при включении их в работу (переводе) через обходной выключатель.

79. РЗ шиносоединительного, секционного и обходного выключателей должна выполняться так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин и присоединений.

80. Резервная защита шиносоединительного, секционного и обходного выключателей должна выполнять функцию дальнего резервирования.

VIII. Требования к оснащению и принципам функционирования устройства резервирования отказа выключателя

81. Для каждого выключателя напряжением 110 кВ и выше и выключателей генераторов, установленных на генераторном напряжении 6 кВ и выше, должно предусматриваться резервирование отказа выключателя путем применения УРОВ. УРОВ может быть реализовано как отдельное устройство или как функция в другом устройстве, в том числе в составе автоматики управления выключателем.

82. При действии РЗ на отключение выключателя должен выполняться пуск УРОВ.

83. УРОВ присоединений должно выполняться со ступенчатым действием:

действие без выдержки времени на отключение своего выключателя;

действие с выдержкой времени и с контролем тока через отказавший выключатель на отключение с запретом АПВ смежных присоединений, через которые возможна подача напряжения на участок схемы с отказавшим выключателем.

84. Для присоединений необходимо предусматривать подхват срабатывания защит от реле тока УРОВ.

85. На ЛЭП с однофазным АПВ должен осуществляться пофазный пуск УРОВ и пофазный контроль тока.

86. Действие УРОВ выключателя ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше (за исключением ЛЭП с односторонним питанием) должно предусматривать передачу команды телеотключения с запретом АПВ на противоположный конец указанной ЛЭП и (или) останов передатчика высокочастотной защиты на данном конце ЛЭП.

IX. Требования к оснащению и принципам функционирования релейной защиты генерирующего оборудования, работающего на сборные шины генераторного напряжения

87. Положения настоящей главы распространяются на оснащение и принципы функционирования РЗ генерирующего оборудования установленной мощностью 1 МВт и выше, работающего на сборные шины генераторного напряжения выше 1 кВ.

88. На генерирующем оборудовании должна быть предусмотрена РЗ от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на выводах генератора;

однофазных замыканий на землю в обмотке статора;

двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе – во внешней сети;

замыканий между витками одной фазы в обмотке статора (при наличии выведенных параллельных ветвей обмотки);

внешних КЗ;

перегрузки токами обратной последовательности для генераторов мощностью более 30 МВт;

симметричной перегрузки обмотки статора;

перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения (для генераторов с непосредственным охлаждением проводников обмоток и для гидрогенераторов);

замыкания на землю во второй точке цепи возбуждения;

асинхронного режима с потерей возбуждения в соответствии с пунктом 101 настоящих требований;

работы в двигательном режиме (режиме потребления активной мощности из энергосистемы).

89. Совмещение всех указанных в пункте 88 настоящих требований защит в одном устройстве допускается при условии их аппаратного резервирования и

выполнения комплекса технических мероприятий по обеспечению принципов ближнего резервирования.

90. Для защиты от многофазных замыканий в обмотке статора, имеющего выводы отдельных фаз со стороны нейтрали, должна устанавливаться продольная дифференциальная токовая защита. Для защиты от многофазных замыканий в обмотке статора, не имеющего выводов фаз со стороны нейтрали, должна устанавливаться токовая отсечка без выдержки времени.

91. Для защиты от однофазных замыканий на землю в обмотке статора при емкостном токе замыкания генератора на землю 5 А и более (независимо от наличия или отсутствия компенсации) должна устанавливаться токовая защита, реагирующая на полный ток замыкания на землю или на токи и напряжения высших гармоник, либо защита, использующая наложения токов с частотой, кратной промышленной.

92. Для защиты от двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе во внешней сети, должна использоваться защита нулевой последовательности от двойных замыканий на землю. При оснащении генератора продольной дифференциальной защитой, выполненной в трехфазном исполнении, и обеспечении требуемой чувствительности дифференциальной защиты при двойных замыканиях на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе во внешней сети, защиту нулевой последовательности от двойных замыканий на землю допускается не устанавливать. Ликвидация двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе во внешней сети, должна обеспечиваться продольной дифференциальной защитой генератора.

93. Для защиты от замыканий между витками одной фазы в обмотке статора генератора с выведенными параллельными ветвями должна устанавливаться поперечная дифференциальная токовая защита.

94. Защиты, указанные в пунктах 90 – 93 настоящих требований, должны действовать на отключение всех выключателей генератора, на гашение поля и на останов турбины.

95. Для защиты генератора мощностью более 30 МВт от токов, обусловленных внешними несимметричными КЗ, а также от перегрузки током обратной последовательности должна устанавливаться токовая защита обратной последовательности.

Необходимость установки токовой защиты обратной последовательности на генераторах меньшей мощностью определяется требованиями организации-изготовителя генератора.

96. Для защиты генератора от токов, обусловленных внешними симметричными КЗ, должна устанавливаться максимальная токовая защита с минимальным или комбинированным пуском по напряжению или дистанционная защита. Для защиты генератора с непосредственным охлаждением проводников обмоток от токов, обусловленных внешними симметричными КЗ, должна применяться дистанционная защита.

97. Защита генератора от токов, обусловленных внешними КЗ, должна быть выполнена с соблюдением следующих требований:

защита должна быть подключена к ТТ, установленным на выводах генератора со стороны нейтрали;

при наличии секционирования шин генераторного напряжения защиту следует выполнять с двумя выдержками времени срабатывания защиты – с первой выдержкой на отключение соответствующих секционных и шиносоединительного выключателей, со второй – на отключение выключателя генератора и гашение поля.

98. Для защиты обмотки статора от симметричной перегрузки должна устанавливаться максимальная токовая защита с действием на сигнал. Для разгрузки и для автоматического отключения генератора с непосредственным охлаждением проводников обмоток при симметричных перегрузках допускается использовать защиту ротора, выполняемую согласно пункту 99 настоящих требований и реагирующую на перегрузки ротора, сопровождающие симметричные перегрузки турбогенераторов.

99. На генераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток должна быть предусмотрена защита обмотки ротора от перегрузки при работе

генератора как с основным, так и с резервным возбуждением. Защита должна реагировать на повышение напряжения или тока в обмотке ротора и действовать на отключение выключателя генератора и гашение поля. Необходимость установки защиты обмотки ротора от перегрузки на генераторах с косвенным охлаждением проводников обмоток определяется требованиями организации-изготовителя генератора.

100. Защиту от замыканий на землю во второй точке цепи возбуждения турбогенераторов допускается устанавливать в одном устройстве на несколько (но не более трех) генераторов с аналогичными параметрами цепей возбуждения. Защита должна включаться в работу только при появлении замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения, выявленного при периодическом контроле изоляции.

Указанная защита должна действовать на генераторах:

с непосредственным охлаждением проводников обмоток – на отключение выключателя генератора и гашение поля;

с косвенным охлаждением проводников обмоток – на сигнал или на отключение в зависимости от требований организации-изготовителя генератора.

101. На турбогенераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток и на гидрогенераторах должна устанавливаться защита от асинхронного режима с потерей возбуждения. Вместо указанной защиты допускается предусматривать автоматическое выявление асинхронного режима по положению устройств автоматического гашения поля.

При срабатывании защиты от асинхронного режима с потерей возбуждения или при отключении АГП на генераторах, допускающих асинхронный режим по условиям организации-изготовителя генератора, а также при условии обеспечения снижения напряжения на шинах генераторного напряжения при асинхронном режиме с потерей возбуждения генератора до допустимых значений должен подаваться сигнал о потере возбуждения.

На генераторах, не допускающих асинхронный режим с потерей возбуждения, а также в случае недопустимого снижения напряжения на шинах генераторного

напряжения при асинхронном режиме с потерей возбуждения генератора защита от асинхронного режима с потерей возбуждения (в том числе выявляющая асинхронный режим по положению устройств автоматического гашения поля) должна действовать на отключение выключателя генератора и гашение поля.

102. На генераторах должна устанавливаться защита от работы в двигательном режиме (режиме потребления активной мощности из энергосистемы), если по условиям работы турбины указанный режим недопустим.

X. Требования к оснащению и принципам функционирования релейной защиты блоков «генератор-трансформатор»

103. Положения настоящей главы распространяются на оснащение и принципы функционирования РЗ блоков «генератор-трансформатор» с генерирующим оборудованием установленной мощностью 10 МВт и выше.

104. Требования к оснащению и принципам функционирования основных защит повышающих Т приведены в главе VI настоящих требований.

105. На блоках «генератор-трансформатор» должна быть предусмотрена РЗ от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;

многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на выводах генератора;

многофазных замыканий в обмотках и на выводах Т;

однофазных замыканий на землю в обмотке Т и на ее выводах, присоединенных к сети с большими токами замыкания на землю;

замыканий между витками одной фазы в обмотке статора турбогенератора;

замыканий между витками в обмотках Т;

внешних КЗ;

перегрузки генератора токами обратной последовательности (для блоков с генераторами мощностью более 30 МВт);

симметричной перегрузки обмотки статора генератора и обмоток Т;

перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения;

повышения напряжения на статоре генератора и Т блока;

замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения;

замыканий на землю во второй точке цепи возбуждения турбогенератора;

асинхронного режима с потерей возбуждения;

работы в двигательном режиме (режиме потребления активной мощности из энергосистемы).

106. Совмещение всех указанных в пункте 105 настоящих требований защит в одном устройстве допускается при условии их аппаратного резервирования и выполнения комплекса технических мероприятий по обеспечению принципов ближнего резервирования.

107. На блоках «генератор-трансформатор» с генераторами мощностью более 30 МВт должна устанавливаться защита от замыканий на землю в цепи генераторного напряжения, охватывающая всю обмотку статора.

На блоках «генератор-трансформатор» с генераторами мощностью 30 МВт и менее должны устанавливаться устройства, защищающие не менее 85% обмотки статора. Применение таких устройств допускается также на блоках «генератор-трансформатор» с турбогенераторами мощностью от 30 до 160 МВт, если для защиты всей обмотки статора требуется включение в цепь генератора дополнительной аппаратуры и применение таких устройств не противоречит требованиям организации-изготовителя генератора.

Защита должна быть выполнена с действием на отключение выключателя генератора или на отключение блока «генератор-трансформатор» от сети и на гашение поля, за исключением случаев, указанных в абзаце четвертом настоящего пункта.

На блоках «генератор-трансформатор», имеющих электрическую связь с сетью собственных нужд или потребителей, энергопринимающие устройства которых запитаны по линиям от ответвлений между генератором и Т, если емкостный ток замыкания на землю генератора составляет менее 5 А, защита от замыканий на землю может быть выполнена с действием на сигнал.

При наличии выключателя в цепи генератора должна быть дополнительно предусмотрена сигнализация замыканий на землю на стороне генераторного напряжения Т блока «генератор-трансформатор».

108. На блоках «генератор-трансформатор» должны устанавливаться продольные дифференциальные защиты Т и генераторов.

Для резервирования указанных дифференциальных защит на блоках «генератор-трансформатор» с генераторами мощностью 63 МВт и более, имеющими непосредственное охлаждение проводников обмоток, должна устанавливаться резервная дифференциальная защита, охватывающая генератор и Т блока вместе с ошиновкой между Т блока и выключателями на стороне высшего напряжения. В случае установки двух дублирующих устройств РЗА, в которых реализована продольная дифференциальная защита Т и генератора, резервную дифференциальную защиту блока «генератор-трансформатор» допускается не устанавливать.

На блоках «генератор-трансформатор» с генераторами мощностью менее 63 МВт, имеющими косвенное охлаждение, состоящих из одного генератора и одного Т, при отсутствии выключателя в цепи генератора допускается предусматривать одну общую продольную дифференциальную защиту блока вместо установки продольных дифференциальных защит Т и генератора.

При использовании в блоке «генератор-трансформатор» двух Т вместо одного, а также при работе двух и более генераторов без выключателей в блоке с одним Т (укрупненный блок) на каждом генераторе и Т мощностью 125 МВА и более должна быть предусмотрена отдельная продольная дифференциальная защита. При отсутствии встроенных ТТ на вводах низшего напряжения этих Т допускается применение общей дифференциальной защиты для двух трансформаторов.

Со стороны ВН ДЗТ (резервная дифференциальная защита блока «генератор-трансформатор») должна быть включена на ТТ, встроенные в Т блока «генератор-трансформатор» (при их наличии). Для защиты ошиновки между выключателями на стороне высшего напряжения и Т блока «генератор-трансформатор» должна быть установлена отдельная дифференциальная защита ошиновки. На ошиновке Т

напряжением 330 кВ и выше должны устанавливаться две дифференциальные защиты ошиновки.

109. Для защиты от однофазных замыканий на землю в обмотке Т и на ее выводах, присоединенных к сети с большими токами замыкания на землю, используется токовая защита нулевой последовательности, подключаемая к ТТ в нейтрали Т.

110. На генераторах с двумя или тремя параллельными ветвями обмотки статора должна устанавливаться поперечная дифференциальная защита от витковых замыканий в одной фазе обмотки статора.

111. Для защиты от замыканий между витками в обмотках Т используется газовая защита. Требования к оснащению и принципам функционирования газовых защит Т приведены в главе VI настоящих требований.

112. Для защиты генератора мощностью более 30 МВт от токов, обусловленных внешними несимметричными КЗ, а также от перегрузки током обратной последовательности должна устанавливаться токовая защита обратной последовательности, имеющая как минимум две ступени.

Ступени защиты, осуществляющие ближнее резервирование, должны действовать на отключение блока «генератор-трансформатор» от энергосистемы и гашение поля генератора.

Ступени защиты, осуществляющие дальнее резервирование, в случае использования деления РУ 110 кВ и выше должны действовать с двумя выдержками времени: с первой – на деление схемы на стороне высшего напряжения блока (например, на отключение шиносоединительного и секционного выключателей), со второй – на отключение блока «генератор-трансформатор» от энергосистемы и гашение поля генератора.

113. При оснащении блоков «генератор-трансформатор» устройствами РЗ от токов, обусловленных внешними симметричными КЗ, и определении принципов их функционирования должны соблюдаться положения пункта 96 настоящих требований. На блоках с генераторами мощностью 60 МВт и более должна устанавливаться дистанционная защита, имеющая как минимум две ступени.

Ступени защит от внешних симметричных КЗ должны действовать в соответствии с пунктом 112 настоящих требований.

114. При оснащении обмотки статора защитой от симметричной перегрузки и определении принципов функционирования такой защиты должны соблюдаться положения пункта 98 настоящих требований.

115. На генераторах мощностью 160 МВт и более с непосредственным охлаждением проводников обмоток и на всех гидрогенераторах защита от перегрузки обмотки ротора током возбуждения должна быть выполнена с интегральной зависимой выдержкой времени, которая соответствует характеристике допустимых перегрузок генератора током возбуждения. Указанная защита должна действовать на отключение блока «генератор-трансформатор» от энергосистемы и гашение поля генератора.

При невозможности включения защиты на ток ротора (например, при бесщеточном возбуждении) допускается применение защиты с независимой выдержкой времени, реагирующей на повышение напряжения в цепи возбуждения.

В защите должна быть предусмотрена возможность действия с меньшей выдержкой времени на снижение тока возбуждения. При наличии функции ограничения перегрузки в регуляторе возбуждения действие на снижение тока возбуждения должно осуществляться одновременно от этих устройств и от защиты ротора. Допускается не выполнять действие защиты от перегрузки обмотки ротора током возбуждения на снижение тока возбуждения при наличии функции ограничения тока ротора в двух независимых АРВ.

На турбогенераторах мощностью менее 160 МВт с непосредственным охлаждением проводников обмоток и на генераторах мощностью более 30 МВт с косвенным охлаждением защиту следует выполнять в соответствии с пунктом 99 настоящих требований.

116. На блоках «генератор-трансформатор» с турбогенераторами мощностью 160 МВт и более для предотвращения повышения напряжения в режиме холостого хода должна устанавливаться защита от повышения напряжения, которая автоматически выводится из действия при работе генератора параллельно с

энергосистемой. Защита должна действовать на отключение блока (генератора) и гашение поля генератора.

На блоках «генератор-трансформатор» с гидрогенераторами для предотвращения повышения напряжения при сбросах нагрузки должна быть предусмотрена защита от повышения напряжения. Защита должна действовать на отключение блока «генератор-трансформатор» (генератора) и гашение поля генератора. Допускается действие защиты на останов агрегата.

117. Защита от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения должна устанавливаться на гидрогенераторах, на турбогенераторах с водяным охлаждением обмотки ротора и на всех турбогенераторах мощностью 300 МВт и выше. На гидрогенераторах указанная защита должна действовать на отключение, а на турбогенераторах – на сигнал.

Защита от замыканий на землю во второй точке цепи возбуждения турбогенераторов должна устанавливаться на блоках мощностью менее 160 МВт. Указанная защита должна действовать в соответствии с пунктом 100 настоящих требований.

118. На блоках «генератор-трансформатор» с турбогенераторами, имеющими непосредственное охлаждение проводников обмоток, и с гидрогенераторами должны быть предусмотрены устройства защиты от асинхронного режима с потерей возбуждения, за исключением случаев, указанных в абзаце втором настоящего пункта.

На блоках «генератор-трансформатор» с турбогенераторами мощностью менее 160 МВт с непосредственным охлаждением проводников обмоток вместо защиты от асинхронного режима с потерей возбуждения допускается предусматривать автоматическое выявление асинхронного режима по положению устройств автоматического гашения поля.

При срабатывании защиты от асинхронного режима с потерей возбуждения или при отключении АГП на генераторах, допускающих асинхронный режим, должны выдаваться сигнализация о потере возбуждения и производиться автоматическое переключение нагрузки собственных нужд, подключенных

ответвлением к блоку, генератор которого потерял возбуждение, на резервный источник питания.

Генераторы, не допускающие асинхронного режима, должны отключаться от энергосистемы при срабатывании защиты от асинхронного режима с потерей возбуждения или при отключении АГП.

119. На генераторах должна устанавливаться защита от работы в двигательном режиме (режиме потребления активной мощности из энергосистемы), если по условиям работы турбины указанный режим недопустим.

120. При срабатывании устройств РЗ от внутренних повреждений статора генератора и Т блока «генератор-трансформатор», а также защит ротора генератора должны производиться отключение поврежденного блока «генератор-трансформатор» (генератора), гашение поля генератора, пуск УРОВ и передача управляющего воздействия в технологические защиты блока.

Если отключение приводит к обесточиванию нагрузки собственных нужд, присоединенной ответвлением к блоку, защита должна действовать также на отключение выключателей в цепи рабочего источника питания собственных нужд для их перевода на питание от резервного источника с помощью АВР.

На ТЭС и АЭС с блочной схемой в тепловой части в случаях отключения блока при внутренних повреждениях должен обеспечиваться полный останов блока «генератор-трансформатор». При внешних повреждениях, а также при действии защит в случаях, когда время восстановления работы блока «генератор-трансформатор» не превышает время включения блока после его полного останова, блок должен переводиться в режим холостого хода, если этот режим допускается тепломеханическим оборудованием.

На ГЭС при внутренних повреждениях блока кроме отключения блока должен производиться останов агрегата. Действие на останов агрегата допускается осуществлять также при отключении блока в результате внешних повреждений.

XI. Требования к оснащению и принципам функционирования противоаварийной автоматики

121. Объекты электроэнергетики, на которых необходимо устанавливать комплексы АПНУ, должны определяться проектными решениями с учетом требований к устойчивости энергосистемы, предусмотренных требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 (зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023).

122. ЦСПА должна состоять из:

ПТК верхнего уровня, устанавливаемого в диспетчерском центре субъекта оперативно-диспетчерского управления;

одного или нескольких комплексов АПНУ, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;

оборудования и каналов передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня ЦСПА и устройством ЛАПНУ, входящим в состав каждого комплекса АПНУ.

123. АРО СГО должна обеспечивать фиксацию отключения ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, фиксацию состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, контроль предшествующего режима, выбор вида, объема и мест (направлений) реализации УВ, выдачу УВ, прием и передачу аварийных сигналов и команд ПА.

Для выполнения контроля предшествующего режима, выбора вида, объема и мест (направлений) реализации УВ и выдачи УВ должны использоваться устройства ЛАПНУ. На объекте электроэнергетики должно устанавливаться два устройства ЛАПНУ, резервирующих друг друга.

Измерение перетока активной мощности для контроля предшествующего режима должно осуществляться двумя датчиками мощности.

Для выполнения функций фиксации отключения и (или) фиксации состояния ЛЭП должны использоваться устройства ФОЛ. Устройства ФОЛ должны устанавливаться с двух сторон ЛЭП, отключение которых является пусковым органом АРО, а также с двух сторон ЛЭП, состояние которых учитывается при выборе УВ от АРО СГО.

Для выполнения функций фиксации отключения и (или) фиксации состояния сетевого и генерирующего оборудования должны использоваться по два устройства ФОТ, ФОБ, ФОСШ. Устройства ФОТ, ФОБ, ФОСШ должны устанавливаться на сетевом и генерирующем оборудовании, отключение которого является пусковым органом АРО СГО или состояние которого учитывается при выборе УВ от АРО СГО.

Факт отключения энергоблока должен фиксироваться в устройстве ФОБ при ручном и автоматическом (в том числе при работе технологических защит, действующих на закрытие стопорных клапанов турбины) отключении блока.

124. АРПМ должна обеспечивать измерение перетока активной мощности в сечении или фазового угла между векторами напряжения на шинах объектов электроэнергетики, выбор вида, объема и мест (направлений) реализации УВ, выдачу и передачу УВ.

Использование АРПМ для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования не допускается.

125. АРКЗ должна обеспечивать фиксацию тяжести короткого замыкания, контроль предшествующего режима (в случаях, когда объем УВ зависит от параметров доаварийного режима), выбор вида, объема и мест (направлений) реализации УВ, выдачу УВ.

Фиксация тяжести короткого замыкания в АРКЗ должна выполняться путем непосредственного и прямого измерения одного или нескольких из следующих параметров во время короткого замыкания:

величины сброса активной мощности электростанции (отдельных генераторов или групп генераторов электростанции);

величины напряжения прямой последовательности на шинах объекта электроэнергетики.

Фиксация тяжести короткого замыкания должна осуществляться на электростанции. Допускается фиксировать тяжесть короткого замыкания на подстанции, если электростанция не имеет собственного РУ или требуется обеспечивать динамическую устойчивость генерирующего оборудования нескольких электростанций.

126. Автоматическая ликвидация асинхронных режимов должна реализовываться совокупностью устройств АЛАР, устанавливаемых на всех электрических связях, по которым возможен асинхронный режим.

На каждой электрической связи, по которой возможен асинхронный режим, должно обеспечиваться селективное выявление и ликвидация асинхронного режима двумя устройствами АЛАР при нахождении ЭЦК в любой точке связи.

Асинхронный режим с ЭЦК на ЛЭП должен выявляться двумя устройствами АЛАР, установленными на разных объектах электроэнергетики. На ЛЭП, обеспечивающих межгосударственные перетоки электрической энергии, при отсутствии возможности установки устройств АЛАР на разных объектах электроэнергетики по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления допускается установка двух устройств АЛАР на одном объекте электроэнергетики.

На всех генераторах АЭС и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше ТЭС и ГЭС должны устанавливаться два устройства АЛАР.

На генераторах ТЭС и ГЭС мощностью менее 500 МВт необходимость установки устройств АЛАР должна определяться проектными решениями. В случае установки устройств АЛАР на двух и более генераторах, подключенных к общим шинам посредством одного выключателя, допускается установка двух устройств АЛАР, включенных на суммарный ток данных генераторов.

Алгоритм функционирования устройств АЛАР в электрической сети напряжением 220 кВ и выше и устройств АЛАР на генераторах должен

обеспечивать выявление ЭЦК. В электрической сети напряжением 150 кВ и ниже допускается применение устройств АЛАР, не обеспечивающих выявление ЭЦК.

Устройства АЛАР должны действовать на ДС или отключение генераторов. Реализация УВ с целью ресинхронизации не допускается.

Действие устройств АЛАР на ДС должно производиться посредством отключения ЛЭП и (или) АТ с запретом АПВ всех отключаемых выключателей. Отключение должно осуществляться:

ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше – с двух сторон;

ЛЭП классом напряжения 220 кВ и ниже – с двух сторон при наличии каналов для передачи команды на телеотключение;

АТ – со стороны ВН и СН.

127. При оснащении объектов электроэнергетики устройствами, реализующими функцию АОСЧ, и обеспечении их функционирования должны соблюдаться требования национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования», утвержденного и введенного в действие приказом Росстандарта от 28 декабря 2018 г. № 1181-ст (Стандартинформ, 2018).

При оснащении объектов электроэнергетики устройствами, реализующими функцию ЧДА, и обеспечении их функционирования в дополнение к требованиям, указанным в абзаце первом настоящего пункта, должны соблюдаться следующие требования:

ЧДА должна реализовываться на всех ТЭС установленной мощностью 25 МВт и более и осуществлять выделение электростанций, их частей или отдельных энергоблоков (генераторов) на собственные нужды. При проектном обосновании допускается осуществлять выделение электростанций, их частей или отдельных энергоблоков (генераторов) на изолированный район нагрузки;

при невозможности реализации ЧДА по условиям работы ТЭС на электростанциях должны устанавливаться РИСЭ для обеспечения живучести

электростанции и электроснабжения собственных нужд. Мощность РИСЭ должна определяться проектными решениями с учетом требований к живучести электростанции и нагрузки собственных нужд.

128. Объекты электроэнергетики, на которых необходимо устанавливать устройства АОПЧ, должны определяться проектными решениями с учетом необходимости обеспечения отсутствия срабатывания технологических защит генерирующего оборудования в энергорайонах, в которых при их отделении от энергосистемы возможно повышение частоты электрического тока.

129. Объекты электроэнергетики, на которых необходимо устанавливать устройства АОСН, должны определяться проектными решениями с учетом необходимости обеспечения допустимого по величине и длительности снижения напряжения на шинах объектов электроэнергетики.

130. Устройства АОПН должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП классом напряжения 500 кВ и выше длиной более 200 км. На ЛЭП классом напряжения 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП классом напряжения 330 кВ и ниже необходимость установки АОПН должна определяться проектными решениями с учетом необходимости обеспечения допустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

При действии АОПН на отключение выключателей ЛЭП должен выполняться пуск УРОВ АОПН. Функция УРОВ АОПН может быть реализована как в составе устройства АОПН, так и в составе устройства, в котором реализована функция автоматики управления выключателем присоединения, на котором установлена АОПН.

131. Объекты электроэнергетики, на которых необходимо устанавливать устройства АОПО, должны определяться проектными решениями с учетом необходимости обеспечения допустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

132. Реализация УВ от устройств и комплексов ПА на ОГ, ОН, ДС, изменение топологии электрической сети должны осуществляться без использования технических средств АСУ ТП объекта электроэнергетики.

133. При совмещении в одном микропроцессорном устройстве РЗА нескольких функций ПА должны соблюдаться требования пункта 158 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

XII. Требования к устройствам регистрации аварийных событий и процессов

134. Регистрация аварийных событий и процессов должна осуществляться на объектах электроэнергетики высшим классом напряжения 110 кВ и выше с использованием регистраторов аварийных событий и процессов (автономных РАС и функций, реализуемых в терминалах РЗА) и устройств системы мониторинга переходных режимов.

135. Система мониторинга переходных режимов должна состоять из:

УСВИ и КСВД, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;

КСВД, устанавливаемых в диспетчерских центрах субъектов оперативно-диспетчерского управления и (или) у владельцев объектов электроэнергетики;

оборудования и каналов передачи данных.

136. УСВИ и КСВД должны устанавливаться на электростанциях установленной мощностью 500 МВт и более, а также на объектах электроэнергетики, имеющих РУ высшего класса напряжения 330 кВ и выше.

УСВИ должны быть установлены на следующих присоединениях:

ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше;

ЛЭП классом напряжения 220 кВ и выше, входящих в контролируемые сечения;

ЛЭП классом напряжения 220 кВ и выше, обеспечивающих межгосударственные перетоки электрической энергии;

АТ, входящих в контролируемые сечения (со стороны высшего класса напряжения);

турбогенераторах АЭС и ТЭС мощностью 200 МВт и более;

гидрогенераторах ГЭС и ГАЭС мощностью 100 МВт и более;

генераторах единичной мощностью 60 МВт и более, входящих в состав парогазовых установок.

137. На объектах электроэнергетики, имеющих РУ высшего класса напряжения 220 кВ, УСВИ должны быть установлены на следующих присоединениях:

ЛЭП классом напряжения 220 кВ, входящих в контролируемые сечения;

ЛЭП классом напряжения 220 кВ, обеспечивающих межгосударственные перетоки электрической энергии.

138. Для выполнения задач мониторинга режимов работы и состояния генерирующего и сетевого оборудования, мониторинга и анализа параметров электроэнергетического режима допускается устанавливать УСВИ и КСВД на объектах электроэнергетики, в диспетчерских центрах субъекта оперативно-диспетчерского управления и (или) у владельцев объектов электроэнергетики в иных случаях, не указанных в пунктах 136 и 137 настоящих требований.

139. Для синхронизации УСВИ должны использоваться приемники сигналов глобальных навигационных спутниковых систем с точностью синхронизации не хуже 1 микросекунды. При этом абсолютная погрешность фазового угла не должна превышать 0,1.

140. Передача данных между устройствами, входящими в систему мониторинга переходных режимов, должна обеспечиваться в режиме реального времени и по запросу от КСВД, устанавливаемых в диспетчерских центрах субъектов оперативно-диспетчерского управления и (или) у владельцев объектов электроэнергетики.

141. Оснащение объектов электроэнергетики автономными РАС должно осуществляться в соответствии с пунктом 168 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

142. Для синхронизации измерений в автономных РАС и в устройствах РЗА, реализующих функцию РАС, должны использоваться приемники сигналов глобальных навигационных спутниковых систем и протоколы

синхронизации, обеспечивающие точность синхронизации данных РАС не хуже 1 миллисекунды.

143. Автономный РАС и устройство РЗА, реализующее функцию РАС, должны обеспечивать запись и хранение зарегистрированных данных РАС в энергонезависимой памяти. Объем энергонезависимой памяти автономного РАС должен обеспечивать хранение зарегистрированных данных РАС суммарной длительностью не менее 4 часов.

144. На ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше длиной 20 километров и более с каждой из сторон (на тупиковых ЛЭП – с питающей стороны) должны быть установлены отдельные устройства или предусмотрены функции в устройстве(ах) РЗ ЛЭП, позволяющие определять место повреждения на ЛЭП, в случае её аварийного отключения при повреждении.

XIII. Требования к вторичным цепям устройств релейной защиты и автоматики

145. На вновь вводимых объектах электроэнергетики в РУ 110 кВ и выше должен применяться оперативный постоянный ток напряжением 220 В.

146. На вновь вводимых объектах электроэнергетики необходимо разделять цепи питания:

схем управления выключателей и разъединителей;

оперативного постоянного тока устройств РЗА и схем управления коммутационными аппаратами;

оперативного постоянного тока устройств РЗА и переменного напряжения;

оперативного постоянного тока основных и резервных защит (в случае их аппаратной реализации в разных устройствах РЗА).

147. Цепи оперативного тока и цепи напряжения (за исключением цепей «Н» и «К» разомкнутого треугольника) устройств РЗА должны быть защищены от КЗ и длительных перегрузок.

148. Объединение в одном контрольном кабеле цепей постоянного и переменного напряжения (тока) не допускается.

Приложение № 1
к требованиям к оснащению линий
электропередачи и оборудования объектов
электроэнергетики классом напряжения
110 кВ и выше устройствами и
комплексами релейной защиты и
автоматики, а также к принципам
функционирования устройств и
комплексов релейной защиты и автоматики

Сокращения, используемые в требованиях к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики

АВР – автоматическое включение резерва;

АГП – автомат гашения поля;

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима;

АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения;

АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;

АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты;

АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;

АОСЧ – автоматика ограничения снижения частоты;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;

АРВ – автоматический регулятор возбуждения;

АРКЗ – автоматика разгрузки при коротких замыканиях;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АРО СГО – автоматика разгрузки при отключении линии электропередачи, сетевого и генерирующего оборудования;

АРПМ – автоматика разгрузки при перегрузке по мощности;

АТ – автотрансформатор;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами объекта электроэнергетики;

АЧР – автоматическая частотная разгрузка;

АЭС – атомная электростанция;

БНН – блокировка при неисправности цепей напряжения;

ВН – высшее напряжение;

ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи;

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ДЗЛ – дифференциальная защита линии;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗШ – дифференциальная защита шин;

ДС – деление энергосистемы на две или более несинхронно работающие части;

ДФЗ – дифференциально-фазная защита;

КВЛ – кабельно-воздушная линия электропередачи;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия электропередачи;

КСВД – концентратор синхронизированных векторных данных;

ЛАПНУ – локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низшее напряжение;

ОГ – отключение генерирующего оборудования;

ОМП – определение места повреждения;

ОН – отключение нагрузки потребителей;

ПА – противоаварийная автоматика;

ПТК – программно-технический комплекс;

РАС – регистратор аварийных событий;

РЗ – релейная защита;

РИСЭ – резервный источник снабжения электрической энергией;

РУ – распределительное устройство;

СА – сетевая автоматика;

СН – среднее напряжение;

Т – трансформатор;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ТЭС – тепловая электростанция;

УВ – управляющее воздействие;

УПАСК – устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд;

УСВИ – устройство синхронизированных векторных измерений;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ФОБ – фиксация отключения энергоблока;

ФОЛ – фиксация отключения ЛЭП;

ФОСШ – фиксация отключения системы (секции) шин;

ФОТ – фиксация отключения АТ (Т);

ЦСПА – централизованная система противоаварийной автоматики;

ЧДА – частотная делительная автоматика;

ШР – шунтирующий реактор;

ЭЦК – электрический центр качаний.

Приложение № 2
к требованиям к оснащению линий
электропередачи и оборудования объектов
электроэнергетики классом напряжения
110 кВ и выше устройствами и
комплексами релейной защиты и
автоматики, а также к принципам
функционирования устройств и
комплексов релейной защиты и автоматики

Термины и определения, используемые в требованиях к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики

Асинхронный режим энергосистемы – режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением отдельных генераторов энергосистемы при сохранении электрической связи между ними;

ближнее резервирование – наличие на защищаемой ЛЭП (оборудовании) не менее двух устройств РЗ, каждый из которых обеспечивает защиту от всех видов КЗ, подключенных на разные вторичные обмотки ТТ, питающихся от разных автоматических выключателей оперативного постоянного тока и имеющих несовмещенные выходные цепи;

дальнее резервирование – наличие на всех смежных ЛЭП (оборудовании), со стороны которых возможна подпитка КЗ, резервных защит, обеспечивающих защиту от всех видов КЗ на рассматриваемой ЛЭП (оборудовании) с требуемой чувствительностью;

излишнее срабатывание – срабатывание устройства РЗА или реализованных в его составе функций РЗ в соответствии с заложенной логикой действия при отсутствии требования срабатывания для данного устройства РЗА или реализованной в его составе функции РЗ, но при наличии требования срабатывания для других устройств РЗА, для других функций РЗ;

комплекс АПНУ – совокупность устройств ПА, выполняющих фиксацию аварийного возмущения, контроль параметров электроэнергетического режима энергосистемы, выбор и выдачу управляющих воздействий, прием и передачу аварийных сигналов и команд ПА, функционально связанных между собой и выполняющих функции ЛАПНУ при отключении ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования (АРО СГО), и (или) при перегрузке сечений электрической сети по активной мощности (АРПМ), и (или) для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций (АРКЗ);

ложное срабатывание – срабатывание устройства РЗА или реализованных в его составе функций РЗ в соответствии с заложенной логикой действия при отсутствии требования срабатывания для данного устройства РЗА, а также передача в этих же условиях сигнала на другое устройство РЗА;

локальная вычислительная сеть – вычислительная сеть, охватывающая объект электроэнергетики или группу объектов электроэнергетики, расположенных рядом друг с другом, и использующая ориентированные на эту территорию средства и методы передачи данных;

непосредственное измерение режимного параметра – измерение какого-либо режимного параметра, выполняемое непосредственно на объекте установки устройства ПА без использования телеметрической информации;

основная защита – быстродействующая защита, предназначенная для работы при всех видах КЗ в пределах всего защищаемого элемента;

переключающее устройство РЗА – устройство (ключ, переключатель, накладка, испытательный блок, рубильник, кнопка, виртуальный ключ или накладка в видеокадре АРМ), используемое для выполнения операций при производстве переключений в цепях РЗА;

прямое измерение режимного параметра – измерение какого-либо режимного параметра, выполняемое устройством ПА непосредственно без использования промежуточных измерительных датчиков;

резервная защита – защита, предназначенная для работы в случае отказа или вывода из работы основной защиты, а также в случаях отказа защиты или выключателей смежных элементов;

устройство ПА – устройство, реализующее функцию ПА, выполненное как в виде отдельного устройства ПА, так и в виде многофункционального устройства РЗА, в котором реализована функция ПА.

gost.e-ecolog.ru