УРОКИ, ИЗВЛЕЧЕННЫЕ ИЗ АВАРИИ

|  |  |
| --- | --- |
| **Дата происшествия:** | 16 августа 2024 года |
| **Наименование организации:** | Филиал ПАО «Россети» Приморское предприятие магистральных электрических сетей  АО «Дальневосточная генерирующая компания»  АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»  Филиал АО «ДРСК» Приморские электрические сети  АО «Кузбассэнерго» Приморская ГРЭС  Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока  Филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ  Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго – Дальневосточная дирекция по электроснабжению  Филиал «Приморский» ОАО «Оборонэнерго»  Филиал ПАО «Россети» - МЭС Востока |
| **Ведомственная принадлежность:** | Министерство энергетики Российской Федерации |
| **Место аварии:** | Приморский край, Пожарский муниципальный округ, пгт. Лучегорск, Промзона |
| **Вид аварии:** | Отключение генерирующего оборудования или объекта электросетевого хозяйства, приводящее к снижению надежности ЕЭС России или технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, при возникновении следующего события:  - разделение ЕЭС России или технологически изолированной территориальной энергосистемы на части;  - нарушение работы средств диспетчерского и технологического управления, приводящее к одному из следующих случаев потери связи между диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и объектом электроэнергетики или энергопринимающей установкой продолжительностью 1 час и более;  - полная потеря диспетчерской связи и дистанционного управления объектом электроэнергетики;  - полная потеря диспетчерской связи и невозможность передачи телеметрической информации;  - полная потеря диспетчерской связи и невозможность передачи или приема управляющих воздействий режимной и (или) противоаварийной автоматики;  - нарушение, приводящее к потере управляемости объекта электроэнергетики (потеря питания собственных нужд, оперативного тока, давления в магистралях сжатого воздуха, систем управления оборудованием) продолжительностью 1 час и более;  - неправильные действия защитных устройств и (или) систем автоматики. |
| К**раткое описание аварии:** | 16.08.2024 в 17:15 (здесь и далее время местное) при производстве переключений по вводу в резерв шунтирующего реактора № 4 (далее - ШР-4) (500 кВ, 3х60 Мвар) на ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС (зона эксплуатационного обслуживания Филиала ПАО «Россети» Приморское ПМЭС (далее – Приморское ПМЭС), при включении шинного разъединителя Р-121 500 кВ, со стороны 1 СШ 500 кВ было подано напряжение на отключенный выключатель В121.  Для безопасности оперативного персонала, а так же для предотвращения самопроизвольного включения выключателя, был отключен автоматический выключатель оперативного тока В121.  Через 28 сек. после включения разъединителя было зафиксировано протекание нагрузочного тока реактора ШР-4 в фазе «А» равный 190 А, что превысило значение уставки функции контроля исправности токовых цепей ДЗШ 1 СШ 500 кВ равной Iуст.=130А.  ДЗШ заблокировалась согласно заданной уставке через 9 секунд от начала протекания дифференциального тока. Нагрузочный ток реактора возник через зашунтированный полуполюс со стороны трансформатора тока в цепи Р121 - В121 (далее – ТТ121) после распределения напряжения к разрыву дугогасительной камеры полуполюса со стороны ограничителя перенапряжений (далее – ОПН) ШР-4, вызывая тем самым пробой промежутка между подвижными и неподвижными контактами спустя 28 секунд.  В момент возникновения нагрузочного тока реактора ШР-4 фазы «А» защиты реактора дали команду на отключение разъединителя реактора Р121.  Через 10 секунд от начала протекания тока реактора фаза «А» выключателя В121, в процессе отключения разъединителя Р121 под нагрузкой, произошло разрушение фарфоровых покрышек дугогасительных камер с падением поврежденных камер на землю и возникновением однофазного короткого замыкания (далее - КЗ) фаза «А0» (Приложения: №№ 4, 5).  Так как, согласно проектным решениям, на ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС при отключении автоматического выключателя оперативного тока В121 выводится действие УРОВ выключателя, а ДЗШ 1 СШ 500 кВ с «открытым плечом» заблокировалась, однофазное короткое фазы «А0» было ликвидировано правильным действием дальнего резервирования резервных защит присоединений с противоположных сторон.  При этом по анализу осциллограмм выявлена задержка в отключении выключателей 500 кВ автотрансформатора 8АТ (выключатели В40, В42) Приморской ГРЭС на 0,6 сек. |
| **Последствия аварии:** | Односторонне (со стороны ПС 500 кВ) отключились:  - ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир 2 действием токовой задержки нулевой последовательности (далее – ТЗНП) 2 ступень (далее – 2 ст.) (ПС 500 кВ Хехцир - 2);  - ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Чугуевка-2 действием ТЗНП 3 ст. (ПС 500 кВ Чугуевка);  - ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная действием ТЗНП 3 ст. (ПС 500 кВ Дальневосточная).  - односторонне (со стороны ПС 220 кВ) отключились:  ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС-38 действием дистанционной защиты (далее – ДЗ) 1ст.;  ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Лесозаводск с отпайкой на ПС Иман действием ТЗНП 3 ст.  ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Губерово/т действием ТЗНП 3 ст.;  ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС-36 (Л-236) действием ТЗНП 4 ст. с успешным автоматическим повторным включением (далее – АПВ).  В результате отключений ВЛ 500-220 кВ произошло выделение на изолированную работу от ОЭС Востока части энергосистемы Приморского края (за исключением Приморской ГРЭС) с дефицитом мощности 850 МВт. Частота в выделившейся части энергосистемы Приморского края снижалась до уставок срабатывания автоматической частотной разгрузки АЧР-1 (далее – АЧР) и АЧР-2 (не совмещённая) 45,4 Гц.  При этом ввиду неполного объема отключившейся нагрузки действием АЧР, не был ликвидирован дефицит генерирующей мощности в выделившейся части энергосистемы Приморского края. |
| **1. Технические причины аварии:** | 1.1. Электродуговое повреждение дугогасительных камер выключателя В 121 ф. «А» (изготовитель: AREVA; заводской номер: 113690010А; год изготовления: 2004) вызван критическим повышением давления в полости дугогасительной камеры со стороны ТТ121 вследствие электродугового пробоя промежутка между отключенными подвижными и неподвижными контактами дугогасительной камеры полуполюса со стороны ОПН ШР-4.  1.2. Не выполнено требование к селективности защиты от недопустимого потребления реактивной мощности в терминале ЭКРА (действует на отключение генератора) по отношению к ОМВ в устройстве АРВ синхронного генератора ТГ-1 Владивостокской ТЭЦ-2 по причине реализации контроля различных фазных токов в указанной защите и в ОМВ (защита терминала ЭКРА использует для расчёта активной и реактивной мощности генератора данные фазы «A», устройство АРВ использует для расчёта активной и реактивной мощности генератора данные фазы «B», а также уставка по времени срабатывания, заданная 1 с, меньше времени работы ОМВ (1-3 с).  1.3. Отказ АЧР на объектах Приморских ЭС АО «ДРСК» по причине «Нарушение электрического контакта, размыкание, обрыв цепи»;  1.4. Отказ АЧР на объектах Приморских ЭС АО «ДРСК» по причине «Нарушение электрической изоляции»;  1.5. Отказ АЧР на объектах Приморских ЭС АО «ДРСК» по причине «Сбой/дефект программного обеспечения»;  1.6. Причины отказов в срабатывании АЧР: обрыв цепи диода в клеммах АЧР, снижение напряжения аккумуляторных батарей, в источниках бесперебойного питания, ниже предельно допустимых значений. |
| **2. Организационные причины аварии:** | 2.1. Заводской дефект элегазового выключателя В121 ф. «А» (Приложение 10) (изготовитель: AREVA; заводской номер: 113690010А; год изготовления: 2004) выраженный в нарушении геометрии (изгиб в процессе эксплуатации) неподвижного дугогасительного контакта полюса. Данный дефект проявился 14.08.2024, но не мог быть выявлен при опробовании и обнаружен эксплуатирующей организацией в ходе проведения технического обслуживания, текущих ремонтов и испытаний характеристик выключателя, которые выполнялись в сроки и согласно установленным заводом-изготовителем объемам;  2.2. Отсутствие в проектной документации решений по обеспечению согласованной (селективной) работы АРВ (СТС) и защиты от недопустимого потребления реактивной мощности Q(P) (терминалы защит ЭКРА) ТГ-1 Владивостокской ТЭЦ-2.  В терминалах защит ротора ЭКРА ТГ №1, реализована защита от недопустимого потребления реактивной мощности Q(P), на основании расчета значений активной и реактивной мощностей по фазе «А» (работает верно, протокол испытаний Приложение № 12).  Работа АРВ ТГ №1, основана на данных фазе «B» (работает верно, протокол испытаний Приложение № 12).  В момент аварии из-за несимметрии нагрузок в системе, максимум приходился на фазу «А», минимум на фазу «B»;  2.3. Диспетчерская связь и передача телеметрической информации в направлении Приморского РДУ и Приморского ЦУС осуществляется на договорной основе сторонними организациями (ПАО «Мегафон» и ПАО «Ростелеком»).  В условиях аварийного ремонта основного канала ТМ и ТСОП (выведен с 20:15 03.08.2024 изза повреждения ВОЛС ПАО «Мегафон» на участке от ПС 500 кВ Чугуевка-2 до ПС 220 кВ К) произошло пропадание резервного канала по причине снижения напряжения аккумуляторных батарей, в источниках бесперебойного питания, ниже предельно допустимых значений на узле связи ПАО «Ростелеком», расположенного в п. Горнореченский.  В результате произошла полная потеря диспетчерской связи и невозможность передачи телеметрической информации в направлении Приморского РДУ и Приморского ЦУС на время более 1 часа.  2.4. После снижения напряжения аккумуляторных батарей, в источниках бесперебойного питания, ниже предельно допустимых значений на ПС 110 кВ: Орлиная, Раздольное-1, Реттиховка, А, М, Спутник, обеспечивающих электропитание СДТУ на перечисленных объектах Приморских ЭС произошло прекращение передачи ТМ в направление Приморского РДУ.  Данное технологическое нарушение выражено в наличии единых точек отказа (питание СДТУ как основных каналов, так и резервных осуществляется от общих ИБП).  2.5. Причиной отказа АЧР на ПС 110 кВ ХФЗ и ПС 110 кВ Голубинка (Приморские ЭС) явилось снижение уровня изоляции цепей АЧР, которое не было выявлено на момент проведения ТО устройств РЗА.  2.6. Причина отказа АЧР на ПС 220 кВ Перевал, ПС 110 кВ Промысловка, ПС 110 кВ С-55 не выявлена, послеаварийная проверка не проводилась. |
| **3. Технические мероприятия:** | 3.1. Выполнить замену поврежденного выключателя В121 на ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС.  3.2. Выполнить разделение оперативного тока В 121 и УРОВ выключателя ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС.  3.3. Защиту от недопустимого потребления реактивной мощности  Q(P) перевести на «Сигнал» (до определения необходимости в защите генератора от недопустимого потребления реактивной мощности).  3.4. На ОРУ 500 Приморской ГРЭС выполнить изменения в схеме ДЗШ 500 кВ 1СШ 500 кВ и ДЗШ 500 кВ 2СШ 500 кВ ОРУ 500 кВ Приморской ГЭС в части установки ключа, шунтирующего блокировку ДЗШ от тока небаланса, возникающего при протекании рабочего тока шунтирующего реактора, на время производства переключений.  3.5. Установить 2-й комплект ДЗШ 500 кВ 1СШ и ДЗШ 500 кВ 2СШ на ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС.  3.6. Провести послеаварийную проверку АЧР на ПС 220 кВ Спасск, устранить причины отказа в срабатывании АЧР и направить в Ростехнадзор и в Приморское РДУ мероприятия по недопущению повторения отказов АЧР на ПС 220 кВ Спасск по подобным причинам.  3.7. Выполнить послеаварийную проверку устройств АЧР на ПС 110 кВ: Рощино, ЖБИ-130, Кожзавод, Павловка 1, Петровичи, Студгородок, Уссурийск 1, Ярославка, УКФ, 1Р, 2Р, Бурун, Голубинка, Де-Фриз, ЖБФ, Казармы, Краскино, Кролевцы, Находка, Океан, Орлиная, Раздольное-1, Раздольное-2, Садовая, Стройиндустрия, Троица, Факел, ХФЗ, Штыково и ПС 35 кВ (Баневур, Завод, Академическая, Ипподром, Партизан, Ц).  Направить в Ростехнадзор и в Приморское РДУ причины отказов в срабатывании АЧР и перечень мероприятий по недопущению возникновения подобных технологических нарушений на перечисленных объектах.  3.8. Оснастить ТЭЦ Восточную аварийным источником питания (ДГУ) электрических собственных нужд.  3.9. Разработать общие технические решения (с привлечением специализированных организаций) о установке аварийных источников питания для обеспечения работоспособности ответственных устройств, механизмов и арматуры на электростанциях Приморской энергосистемы и Хабаровского края.  3.10. Выполнить изменение схемы организации электропитания оборудования спутниковой связи на ПС 220 кВ К с установкой выделенного ИБП, обеспечивающего автономную работу в течение не менее 4 часов в условиях потери собственных нужд подстанции.  3.11. Изменить трассу прохождения основного канала с ПС 220 кВ К в направлении магистрального узла ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС через ПС 220 кВ Горелое для исключения маршрута передачи информации по кабелю ВОЛС ПАО «Мегафон».  3.12. Провести послеаварийную проверку ИБП на ПС 110 кВ: 1Р, ПС 110 кВ А, ПС 110 кВ Агрокомплекс, ПС 110 кВ Береговая-1, ПС 110 кВ Бурная, ПС 110 кВ Голубинка, ПС 110 кВ Залив, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Ключи, ПС 110 кВ Лазурная, ПС 110 кВ Манзовка, ПС 110 кВ Орлиная, ПС 110 кВ Раздольное-1, ПС 110 кВ Реттиховка, ПС 110 кВ Садовая, ПС 110 кВ Спутник, ПС 110 кВ Стройиндустрия, ПС 110 кВ Штыково. По результатам проверки обеспечить замену ИБП (при необходимости) и направление актов проверки в Приморское РДУ.  3.13. Обеспечить мониторинг наличия напряжения на ПС 110 кВ 1Р, ПС 110 кВ А, ПС 110 кВ Агрокомплекс, ПС 110 кВ Береговая-1, ПС 110 кВ Бурная, ПС 110 кВ Голубинка, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Ключи, ПС 110 кВ Лазурная, ПС 110 кВ Манзовка, ПС 110 кВ Орлиная, ПС 110 кВ Раздольное-1, ПС 110 кВ Реттиховка, ПС 110 кВ Садовая, ПС 110 кВ Спутник, ПС 110кВ Стройиндустрия, ПС 110 кВ Штыково с выводом сигнализации на рабочее место оперативного персонала филиала АО «ДРСК» «Приморские ЭС» для принятия своевременных мер по восстановлению электропитания ИБП. (Конкретное место вывода сигнала определить в ходе реализации).  3.14. Провести послеаварийное техническое обслуживание оборудования телемеханики на ПС 110 кВ Реттиховка, ПС 110 кВ А, ПС 110 кВ М.  3.15. Организовать работы по проверке и поддержанию работоспособности гарантированных источников электропитания оборудования, обеспечивающих бесперебойную работу СДТУ на ПС 110 кВ АО «ДРСК». В том числе по определению емкости АКБ и времени их способности обеспечивать работу ИБП.  3.16. Выполнить послеаварийную проверку устройств АЧР на ПС 220 кВ Перевал, ПС 110 кВ Промысловка, ПС 110 кВ С55.  3.16. Устранить причины, по которым не была реализована АЧР на ПС 220 кВ Перевал, ПС 110 кВ Промысловка, ПС 110 кВ С-55. |
| **4. Организационные мероприятия:** | 4.1. Включить в объем текущего ремонта выключателей типа GL-317, эксплуатируемых на объектах МЭС Востока, следующие работы:  - измерение переходного сопротивления между выводами полюса, а также измерение сопротивления изоляции главной контактной системы на землю и сравнение результатов измерений между фазами;  - измерение емкости делительных конденсаторов и сравнение результатов измерений между фазами;  - контроль состояния элегаза выключателей с определением процентного содержания влажности, воздуха и продуктов разложения.  4.2. Сократить периодичности проведения технического обслуживания в объеме «Ремонт», определенной заводом изготовителем в рабочей инструкции по эксплуатации № L51-004RU/03 элегазовых выключателей типа GL-317 до 1 раза в 15 лет.  4.3. Для выключателей типа GL-317 (производитель AREVA), эксплуатируемых в МЭС Востока, установить периодичность отбора проб элегаза для своевременного выявления в них продуктов распада, свидетельствующих о неисправностях дугогасящих камер.  4.4. Включить в обязанности оперативного персонала фиксацию в оперативном журнале результаты проверки работоспособности обогрева привода выключателей типа GL-317, как противоконденсационного, так и основного, с частотой - один раз в год перед началом отопительного сезона при понижении температуры окружающего воздуха до +5°С с использованием токоизмерительных клещей.  4.5. Провести рентгеноскопическое обследование камер выключателей типа GL-317 без их вскрытия (обследование с применением рентгена) на ОРУ 500 кВ Приморская ГРЭС (В121), на ПС 500 кВ Хабаровская (ЭВ-Р-515, ЭВ-Р-511).  4.6. При выполнении технического обслуживания УРЗА с проверкой действия АЧР преимущественно выполнять с фактическим отключением от цепей АЧР присоединений 6220 кВ заведенных под действие автоматики.  4.7. Разработать программы оснащения устройствами контроля остаточной емкости аккумуляторной батареи в режиме онлайн. Реализацию Программы предусмотреть в рамках производственной программы 2025-2030 гг.  4.8. Определить достаточность оперативно-выездных бригад и оптимальность мест их базирования с целью сокращения времени подачи напряжения потребителям в энергосистеме Приморского края.  4.9. Разработать общие технические решения (с привлечением специализированных организаций), направленных на пересмотр (реализацию) алгоритмов работы системы ЧДА, с учётом обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования в период вывода в ремонт генерирующего оборудования.  4.10. Выполнить проверку расчета уставок устройств РЗА с учетом реализации мероприятий по РЗА субъектами электроэнергетики относительно защит присоединений 220 кВ в прилегающей сети к шинам 220 кВ Приморской ГРЭС. По результатам проверки определить необходимость изменения параметров настройки защит.  4.11. Провести межсистемную противоаварийную тренировку по тематике произошедшей аварии с участием Тихоокеанского РДУ, Приморского РДУ, ОДУ Востока, оперативного персонала Приморской ГРЭС, ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС, Приморских ЭС ДРСК и Приморского ПМЭС, оперативного персонала ПС 500 кВ Дальневосточная.  4.12. Организовать проведение противоаварийных тренировок в структурных подразделениях АО «ДГК» с целью отработки действий персонала по организации аварийно-восстановительных работ при развороте станции с «0», с потерей собственных нужд, в условиях отрицательных температур наружного воздуха.  4.13. Разработать программу и провести совместные учения по осуществлению взаимодействия с региональным штабом, генерирующими и сетевыми организациями (потребителями) при организации резервного питания от РИСЭ социально-значимых объектов и взаимной передаче оперативной информации.  4.14. Обратиться в ПАО «Ростелеком» с требованием организовать гарантированное 3-х часовое электропитание на узле связи в п. Кавалерово, через который транзитом организован резервный канал связи между ПС 220 кВ К и Приморским РДУ.  4.15. Инициировать включение в повестку заседания Регионального штаба по обеспечению безопасности электроснабжения Приморского края, вопроса о необходимости разработки Порядка проведения регулярных проверок готовности функционирования каналов телефонной связи для оперативных переговоров и передачи телеметрической информации с энергообъектами (включая операторов связи), задействованных в восстановлении электроснабжения потребителей электрической энергии на территории Приморского края в случае ее полного погашения.  4.16. Внести изменения в Инструкцию по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока (далее – Инструкция) в отношении порядка постановки под напряжение обесточенных систем шин с присоединенными к ним силовыми трансформаторами, имеющими значительную остаточную намагниченность. Инструкцию направить в РДУ операционной зоны Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока для соответствующего внесения в инструкции диспетчерских центров и распространения требований Инструкции на субъекты электроэнергетики.  4.17. Проанализировать существующие схемы организации каналов связи,разработать и согласовать с Приморским РДУ реализацию мероприятий в программу ССПИ, обеспечивающих независимость каналов связи и резервирования контроллеров телеметрии на объектах: ПС 110 кВ А, ПС 110 кВ Залив, ПС 110 кВ Манзовка, ПС 110 кВ Орлиная, ПС 110 кВ Раздольное-1, ПС 110 кВ Реттиховка, ПС 110 кВ Спутник.  4.18. Региональному штабу по обеспечению безопасности электроснабжения Приморского края на заседании Оперативного штаба рассмотреть вопрос:  - о формировании единой (актуальной) базы/реестра наличия резервных источников (РИСЭ) у потребителей в едином формате;  - о разработке порядка предоставления информации в ЕДДС или Оперативный штаб информации о включении/не включении резервных источников у потребителей при аварийных ситуациях с потерей основного питания.  4.19. Организовать взаимодействие с заводом-изготовителем генератора ТГ-1 Владивостокской ТЭЦ-2 по определению необходимости в защите генератора от недопустимого потребления реактивной мощности.  В случае определения необходимости, в рамках взаимодействия с заводом изготовителем генератора, определить требования по настройке защиты с учетом требований к селективности по отношению к ОМВ. |
| **5. Извлеченные уроки:** | 5.1. Усилить контроль за обеспечением гарантированного функционирования каналов телефонной связи;  5.2. Своевременно и в полном объеме осуществлять контроль и ревизию средств СДТУ и АЧР;  5.3. Усилить контроль за своевременным принятием решений по пересмотру алгоритмов работы систем защиты, в соответствии с новыми условиями и требованиями. |
| **6. Фото места происшествия.** | \\10.9.243.15\Common\КОВАЛЬ сеть\АВАРИИ\Авария Прим ГРЭС\20240818_175452.jpg  C:\Users\Users2\AppData\Local\Temp\nsvB0F.tmp\ContainedTemp\pid-1396\20240818_185428.jpg |