



ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ ПО СХЕМЕ С ОТДЕЛИТЕЛЯМИ

Статья является логическим продолжением опубликованного в журнале (№ 1, 2018) материала, в котором анализировалось состояние оборудования трансформаторных подстанций 35–110 кВ, выполненных по схеме с отделителями и короткозамыкателями, рассматривались недостатки их схемного решения и предлагались пути решения проблемы. В данной статье на примере Белоозерского ВРЭС дана оценка показателей надежности главных схем ПС, выполненных по схеме с отделителями.

Актуальность реконструкции распределительных устройств ПС

Отраслевой программой развития электроэнергетики на 2016–2020 годы предусмотрена реализация ряда специальных мероприятий по увеличению потребления электроэнергии, в том числе за счет ее использования для целей отопления и горячего водоснабжения населения, включая теплоснабжение вновь вводимых жилых районов и индивидуальной застройки. В связи с этим значительно повышаются требования к надежности электросетевой инфраструктуры, в том числе подстанций. Данная статья посвящена оценке показателей надежности главных схем электрических соединений подстанций (ПС), выполненных по схеме с отделителями, на примере Белоозерского высоковольтного района электрических сетей (БВРЭС) Барановичских электрических сетей РУП «Брестэнерго».

Оценка надежности данных схем включает определение численных показателей надежности объекта и необходима для выбора:

- схемы подключения к энергосистеме различных потребителей, электростанций, линий электропередачи;
- числа и мощности трансформаторов;
- формы обслуживания подстанций.

На балансе БВРЭС на данный момент находятся 9 ПС 35–110 кВ, выполненных по схеме с отделителями. Основным недостатком схемных решений распределительных устройств (РУ) ПС, влияющим на эксплуатационную надежность, является использование устаревшей схемы с отделителями (ОД) и короткозамыкателями (КЗ), ранее получившей в питающих сетях 35–110 кВ широкое распространение в качестве более дешевой альтернативы схемам с силовыми выключателями.

Опыт эксплуатации в Белорусской энергосистеме таких подстанций выявил низкую надежность ОД и КЗ, а также схемы автоматики управления ОД и КЗ, неудобство вывода в ремонт оборудования подстанции и др. Одним из ключевых



М.А. ДРАКО,
м.т.н., заведующий ЭТЛ ОУКЭ
РУП «Белэнергосетьпроект»



И.А. ДРОЗДОВ,
начальник СПС
РУП «Белэнергосетьпроект»



А.Л. СТАРЖИНСКИЙ,
к.т.н., доцент кафедры
«Электрические системы» БНТУ



Л.И. БУЗЮМА,
начальник Белоозерского ВРЭС
филиала «Барановичские
электрические сети» РУП «Брестэнерго»

недостатков является использование для питания устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) переменного оперативного тока, который имеет низкую надежность при близких к ПС коротких замыканиях.

Для региона, обслуживаемого БВРЭС, вопрос реконструкции устаревших РУ подстанций имеет особую актуальность в связи с планируемой установкой на Березовской ГРЭС пиковых резервных источников электроэнергии для выравнивания суточных графиков производства и потребления электроэнергии после ввода в работу Белорусской АЭС. Учитывая это обстоятельство, целесообразно определить значения показателей надежности подстанций до реконструкции, чтобы выявить наименее надежные из них, то есть подлежащие обновлению в первую очередь.

Расчет показателей надежности ПС

Расчет показателей надежности подстанций осуществляется методом получения численных значений этих показателей на основе известных характеристик надежности элементов (оборудования) объекта, их структурного и функционального взаимодействия.

К показателям надежности ПС за рассматриваемый промежуток времени относятся: среднее число погашений сборных шин различных номинальных напряжений, отдельных секций и присоединений, разрыва транзита, средняя длительность восстановления электроснабжения и транзита.

Нарушения функционирования ПС возникают вследствие отказов трансформаторов, устройств регулирования напряжения и реактивной мощности, устройств РЗА коммутационной аппаратуры (КА) и ошибочных действий персонала.

В разные периоды эксплуатации усредненные значения параметра потока отказов для единицы одного и того же оборудования и среднее время его восстановления могут существенно различаться, что объясняется изменением условий эксплуатации, режимами работы технологических систем, принятой системой обслуживания и ремонта электроустановок и другими факторами.

Вычисление логических показателей надежности главных схем базируется на таблично-логическом методе расчета, который позволяет выявить все виды возможных аварий, возникающих при наложении (совпадении) событий отказов элементов главной схемы электрических соединений ПС на ремонтные и эксплуатационные режимы, которые отличаются составом и повреждаемостью оборудования.

Расчет показателей надежности схем понижающих ПС БВРЭС, выполненных по схеме с отделителями, проведен таблично-логическим методом с помощью программы «ТОPAS». Он осуществлялся на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу функционирования ПС (аварии) k -го вида при отказе i -го элемента в j -м режиме при s -м действии устройства релейной защиты:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(i, j, s, k), \quad (1)$$

где $L(i, j, s, k)$ – логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частоты отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительности аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_i \sum_j q(j) \lambda(i) Q(s/i) L(k); \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_i \sum_j q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{он} \right\} Q(s/i) L(k), \quad (3)$$

где $q(j)$ – относительная длительность j -го ремонтного режима, о.е.; $\lambda(i)$ – частота повреждения i -го элемента схемы, 1/год; $t(i)$ – длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы, ч; $t(j)$ – длительность j -го ремонтного режима работы схемы, ч; $t_{он}$ – время оперативных переключений, ч; $Q(s/i)$ – вероятность отказа срабатывания РЗ или КА.

Коэффициент неготовности потребителей K_n вычисляется по выражению

$$K_n = \frac{T(k) \lambda}{8760}. \quad (4)$$

Расчеты показателей надежности схем электрических соединений подстанций производились с учетом длины линий, питающих подстанции, количества присоединений на шинах, схем соединения РУ. Результаты расчетов приведены в таблице.

Как видно из таблицы, самые высокие значения коэффициента неготовности характерны для однострансформаторных подстанций, из которых наименее надежна ПС 110 кВ «Хрисо».

Среди двухтрансформаторных подстанций наибольшее значение коэффициента неготовности имеют ПС 110 кВ «Малеч» и ПС 110 кВ «Береза». Наиболее надежной является схема с двумя трансформаторами и тремя линиями ПС 110 кВ «Милейки», для которой характерны низкие значения коэффициента неготовности.

Таким образом, можно сделать вывод, что схемы ПС БВРЭС, выполненные по схеме с отделителями, не отвечают современным требованиям надежности. При этом все однострансформаторные подстанции БВРЭС и двухтрансформаторные ПС 110 кВ «Малеч» и ПС 110 кВ «Береза» требуют срочной реконструкции с заменой отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели.

Необходимо отметить, что по разным причинам при срабатывании ОД и КЗ не всегда удается быстро восстановить электроснабжение потребителей с помощью устройств автоматики. Так, после включения КЗ из-за выхода из строя реле контроля на ПС 110/35/10/6 кВ «А» в августе текущего года действием АВР было восстановлено питание потребителей 6 кВ, а потребители 35–10 кВ из-за особенности существующей схемы подстанции были обесточены до окончания оперативных переключений.

В настоящее время по требованию противоаварийного циркуляра № 2-99 и Указания концерна «Белэнерго» № 6 от 7 февраля 2001 года «О внесении изменений в противоаварийный циркуляр № 2-99» на ПС 110 кВ с ОД и КЗ установлены и введены в эксплуатацию резервные защиты трансформаторов с действием на отключение ОД без контроля протекающего тока. Срабатывание этих защит с разрывом электрической дуги под нагрузкой отделителем приведет к увеличению срока восстановления нормальной схемы подстанции на время ремонта отделителя после воздействия электрической дуги. Соответственно, увеличится и среднее время восстановления ПС.



Таблица. Результаты расчета показателей надежности ПС БВРЭС

Код аварии	Суммарная частота λ , 1/год	Среднее время восстановления T(к), ч	Коэффициент неготовности
ПС 35 кВ «Заволожье»			
1Т ¹	0,592	6,32	0,00042711
2Т, 1Л ²	0,522	3,29	0,00019605
ПС 110 кВ «Гоща»			
1Т, 1Л	0,485	9,81	0,00054313
ПС 110 кВ «Малеч»			
1Т	0,592	6,32	0,00042711
2Т, 2Л	0,142	1,01	0,00001637
1Т, 1Л	0,00357	1,82	0,00000074
1Л ³	0,314	10,04	0,00035988
ПС 110 кВ «Оброво»			
1Т, 1Л	0,455	9,93	0,00051577
ПС 110 кВ «Спорово»			
1Т	0,398	7,43	0,00033757
1Т, 1Л	0,466	7,16	0,00038089
ПС 110 кВ «Хрисо»			
1Т, 1Л	0,635	9,38	0,00067994
ПС 110 кВ «Милейки»			
1Т	0,613	7,16	0,00050104
2Т, 3Л	0,0767	1,01	0,00000884
1Т, 2Л	0,000727	3,95	0,00000033
1Т, 1Л	0,0738	1,03	0,00000868
1Л	0,927	13,79	0,00145928
2Л	0,0793	1,01	0,00000914
ПС 110 кВ «Белоозерск»			
1Т	1,66	7,57	0,00143450
3Т, 3Л	0,000131	1,00	0,00000001
1Т, 2Л	0,000491	2,49	0,00000014
2Т, 2Л	0,0149	1,02	0,00000173
2Т, 1Л	0,000380	1,00	0,00000004
1Т 1Л	0,165	4,41	0,00008307
1Л	0,439	13,42	0,00067253
2Л	0,177	1,00	0,00002021
2Т	0,0788	1,01	0,00000909
ПС 110 кВ «Береза»			
1Т	1,18	7,57	0,0010197032
2Т, 4Л	0,0944	1,01	0,0000108840
1Т, 2Л	0,0758	1,02	0,0000088260
1Л	0,609	21,47	0,0014926062
2Л	0,544	4,11	0,0002552329

¹ 1Т – потеря одного любого трансформатора на ПС.

² 2Т, 1Л – потеря одновременно двух любых трансформаторов и одной любой линии на ПС.

³ 1Л – потеря одной любой линии на ПС.

Заключение

Исключение из схем РУ подстанций отделителей и короткозамыкателей, обладающих невысокими показателями надежности, является первоочередной задачей, от решения которой будет зависеть надежность электроснабжения конечного потребителя. Обновление схем подстанций по-

зволит существенно снизить трудозатраты на техническое обслуживание и ремонт отделителей и короткозамыкателей, а следовательно, затраты на передачу и распределение электроэнергии. Повышение надежности работы оборудования и уменьшение эксплуатационных затрат, в свою очередь, будут способствовать снижению себестоимости электроэнергии.