

К вопросу расчета и выбора параметров срабатывания устройств РЗА различных производителей

Г.С. Нудельман, Я.В. Закончек *ОАО «ВНИИР», АБС Холдингс*

Вопросы методического обеспечения расчета и выбора параметров срабатывания (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (МПУ РЗА) приобретают особую важность. Ранее разработанные институтом «Энергосетьпроект» методики расчета уставок, используемые для отечественных электромеханических и статических защит, в большинстве своем не применимы к МПУ РЗА. Необходим новый подход, учитывающий современное состояние, характеризуемое наличием многих производителей МПУ РЗА, различием инструментальных средств поддержки этих устройств, а также возросшими требованиями со стороны современных энергосистем, обусловленными усложнением конфигурации сетей и появлением, так называемых гибких устройств переменного тока, обеспечивающих стабильность работы электроэнергетической системы (FACTS).

Многофункциональные МПУ РЗА, контроля и управления требуют детального подхода к выбору уставок для каждой отдельной функции, а также к выполнению правильной конфигурации, обеспечивающей полную функциональность устройств. Функции защиты МП терминалов зачастую значительно отличаются от функций, реализованных в традиционных электромеханических и статических устройствах защиты, алгоритмы ряда из них используют информацию о предшествующем режиме и обладают свойствами адаптации к его изменению.

В условиях развития энергосистем и появления в них новых элементов – FACTS усложняются расчеты режимов, на основании которых необходимо производить выбор параметров уставок реле. Важным обстоятельством является также то, что в связи с повышением быстродействия устройств защиты необходимо учесть влияние электромагнитных переходных режимов

в энергосистеме на выбор уставок защит, что трудно предусмотреть при традиционных методах расчета, ориентированных на установившиеся режимы.

Возросшая сложность сетей сверхвысокого напряжения, специальные конструкции линий передач и т.д. требуют применения специальных программ моделирования сети, обеспечивающих получение данных в условиях как электромеханических, так электромагнитных переходных процессов в системе. Необходим учет всех видов симметричных и несимметричных повреждений, как простых, так и сложных (одновременных или развивающихся), а также учет возможных нарушений условий эксплуатации.

Общий подход к процедуре расчета уставок должен предполагать следующее:

1. Значения различных функциональных параметров каждого отдельного МПУ РЗА, а также их взаимосвязь с параметрами первичной цепи должны представляться производителем МПУ РЗА и отражаться в соответствующей документации. Производитель должен представить свои соображения в части выбора уставок по каждой функции, используемой в МПУ РЗА.
2. Производителем (или другой организацией по согласованию с производителем) должны быть разработаны методические материалы, одобренные ОАО «ФСК» и/или СО – ЦДУ РАО ЕЭС России, которые, насколько возможно, следует использовать в программах автоматического расчета уставок.
3. Программы автоматического расчета уставок должны базироваться на компьютеризированных стационарных моделях энергосистемы.
4. Для каждого конкретного случая применения МПУ РЗА в случае сложных конфигураций сетей, а также при включении в них

нелинейных элементов (FACTS) предлагаемые параметры уставок, полученные для условий установившихся режимов, должны также проверяться на моделирующих установках, отражающих в реальном времени процессы в энергосистеме. Такая проверка в дальнейшем позволит ввести уточнения в настройку параметров уставок и расширить эксплуатационные возможности МПУ РЗА.

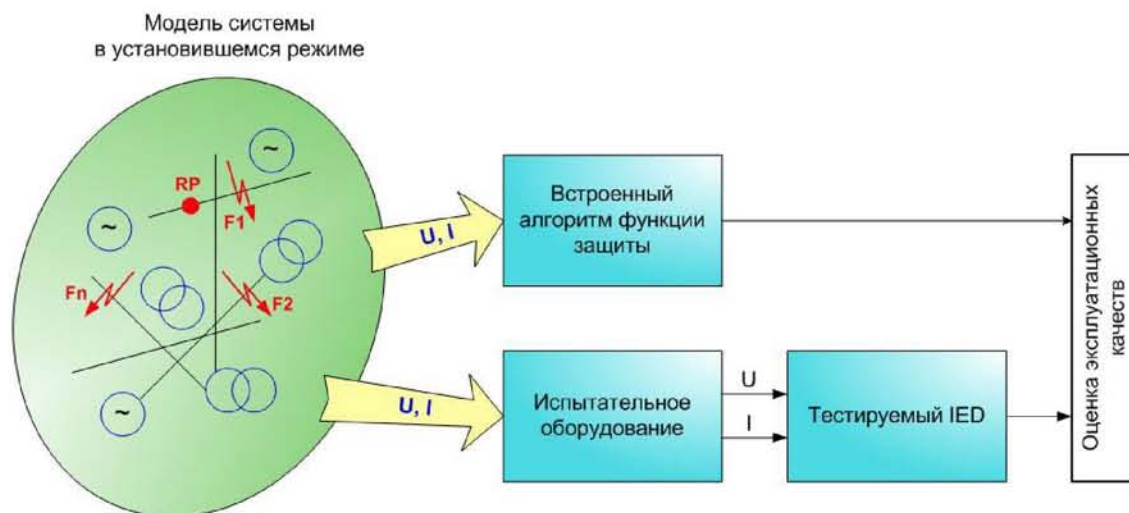


Рис.1. Пример моделирующей установки, используемой для выбора уставок функций РЗА

Для моделирования энергосистемы в установившемся режиме должна иметься возможность представлять поток распределения нагрузки в предаварийном режиме. Это должно обеспечиваться для различных условий работы энергосистемы, в особенности, когда функции автоматически настраиваются под режим нагрузки (например, уставка по сопротивлению для дистанционной защиты).

Различные виды и места возникновения повреждений в энергосистеме должны варьироваться в зависимости от функционального назначения используемой защиты, независимо от её производителя.

Целый ряд внутренних и внешних параметров повреждений должны в вводиться в модель с учетом различных значений величин нагрузок, что

обеспечит определение условий надежного срабатывания и надежного несрабатывания защиты.

Результатами моделирования аварийных режимов должны стать векторы тока и напряжения в местах установки реле, которые должны подвергаться последующей обработке одним из двух возможных методов:

- Производитель МПУ РЗА представляет алгоритм проверяемой функции защиты, и модель функции может напрямую быть подключена к цифровой модели энергосистемы. Результаты проверки для установившихся режимов могут быть определены автоматически. Такой метод предпочтителен в целях удешевления автоматической процедуры, однако, может быть отклонен производителем (по условиям защиты «ноу-хау»).

- Расчетные значения векторов напряжения и тока для каждого случая повреждения подаются на специальное испытательное оборудование и затем, после соответствующего преобразования подводятся к МПУ РЗА, в котором выставлены предлагаемые параметры уставок. Поведение МПУ РЗА оценивается для каждого типа повреждения отдельно. Такой подход представляется более реальным и должен быть положен в основу планируемой работы по методическому обеспечению выбора уставок.

Подобную проверку рекомендуется также проводить для оценки поведения МПУ РЗА в конкретных условиях энергосистемы.

В перспективных планах НИОКР необходимо предусмотреть специальную исследовательскую работу по определению условий для проверки различных функций защиты, проведение которой следует поручить группе авторитетных экспертов.

Ниже приведен ряд примеров для объектов напряжением 500 кВ, иллюстрирующих подход к оценке возможностей и выбору параметров срабатывания устройств РЗА. Подобные решения используются при проведении сертификационных испытаний за рубежом.

Следует отметить, что в предлагаемых примерах представлена небольшая (усеченная) часть энергосистемы. Предлагаемые схемы, очень типичны для тестов моделирования процессов в реальном времени, учитывающих динамические свойства первичных и вторичных цепей (переходные процессы в линии электропередачи, насыщение ТТ, переходные процессы в емкостных трансформаторах напряжения и др.). Но, с другой стороны, для полноценных испытаний резервных ступенчатых схем защиты необходимо предусмотреть также и более развернутые конфигурации.

Защита линий электропередачи.

Срабатывание различных функций защиты линии электропередачи при выбранных уставках функций должно проверяться для различных случаев повреждений, представленных на рис. 2. Уставки функций защиты в целом должны быть рассчитаны для сопротивлений в месте повреждения до $R_F = 25$ Ом в случае междуфазных сопротивлений и до $R_{FE} = 100$ Ом в случае замыканий на землю. Это справедливо для всех случаев, представленных на рис. 2, за исключением двухфазных замыканий на землю (рис. 2e). Эксплуатационные свойства различных МП РЗА должны проверяться при указанных предельных значениях переходного сопротивления, а также для случаев металлических КЗ. Для функций МП РЗА высоковольтных линий электропередачи, рассчитанных на более высокие значения сопротивлений в месте повреждения, должны быть определены специальные требования.

Необходимо отметить, что двойные замыкания на землю, которые показаны на рис. 2e, относятся к воздушным линиям передач. В данном случае предполагаемое сопротивление повреждения $R_{FE} = 100$ Ом.

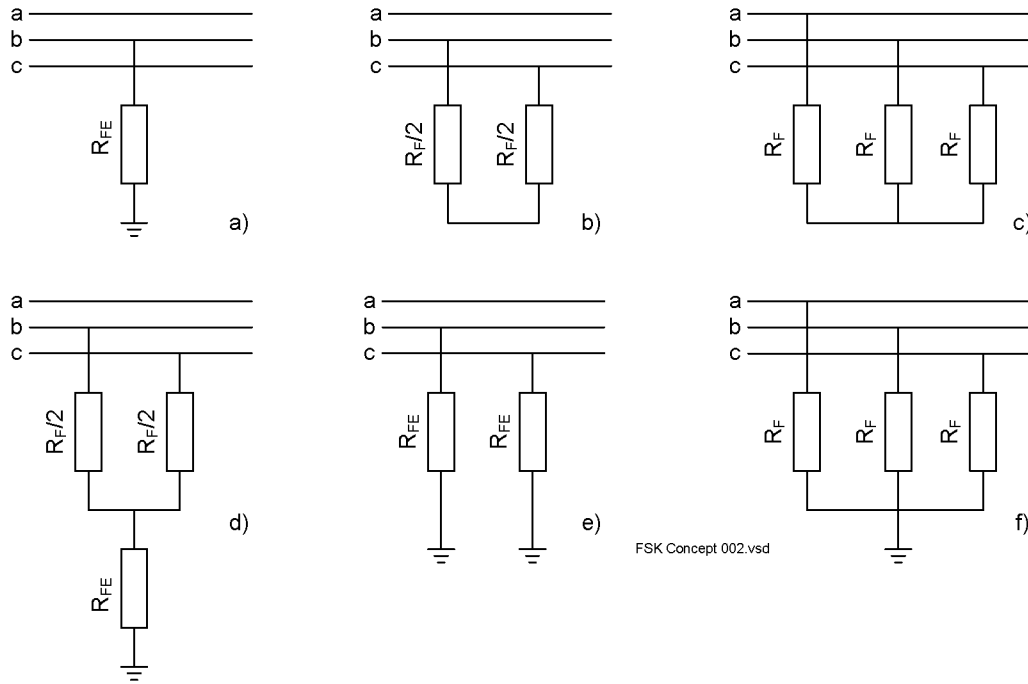


Рис. 2. Типы повреждений

Максимальное сопротивление повреждения при однофазном замыкании на землю, как показано на рис. 2а, должно быть $R_{FE} = 300$ Ом на линиях 330кВ и 500кВ и $R_{FE} = 500$ Ом на линии 750кВ. Для двухфазного замыкания на землю максимальное сопротивление должно быть $R_F = 200$ Ом и $R_{FE} = 200$ Ом (рис.2). Во всех этих режимах предполагается правильная избирательность поврежденной фазы линии.

Как уже отмечалось, испытания в установившихся режимах не учитывают переходных процессов, которые могут вызвать неправильное срабатывание различных быстродействующих функций защиты. Именно по этой причине рекомендуется проверять их поведение при повреждениях внутри и вне зоны действия защиты в различных условиях предшествующего нагрузочного режима.

Ступенчатые защиты, такие как дистанционная защита, максимальная токовая защита нулевой последовательности и им подобные должны проходить следующие проверки:

1. Проверка срабатывания при повреждениях, соответствующих 95% значения величины уставки по характеристической величине;

2. Проверка несрабатывания при повреждениях, соответствующих 105% от значения величины уставки по характеристической величине.

Местоположение точек повреждения конкретной энергосистемы должно определяться для каждого отдельного случая и соответствовать ранее установленной практике, определенной различными документами, подготовленными ОАО «Институт «Энергосетьпроект».

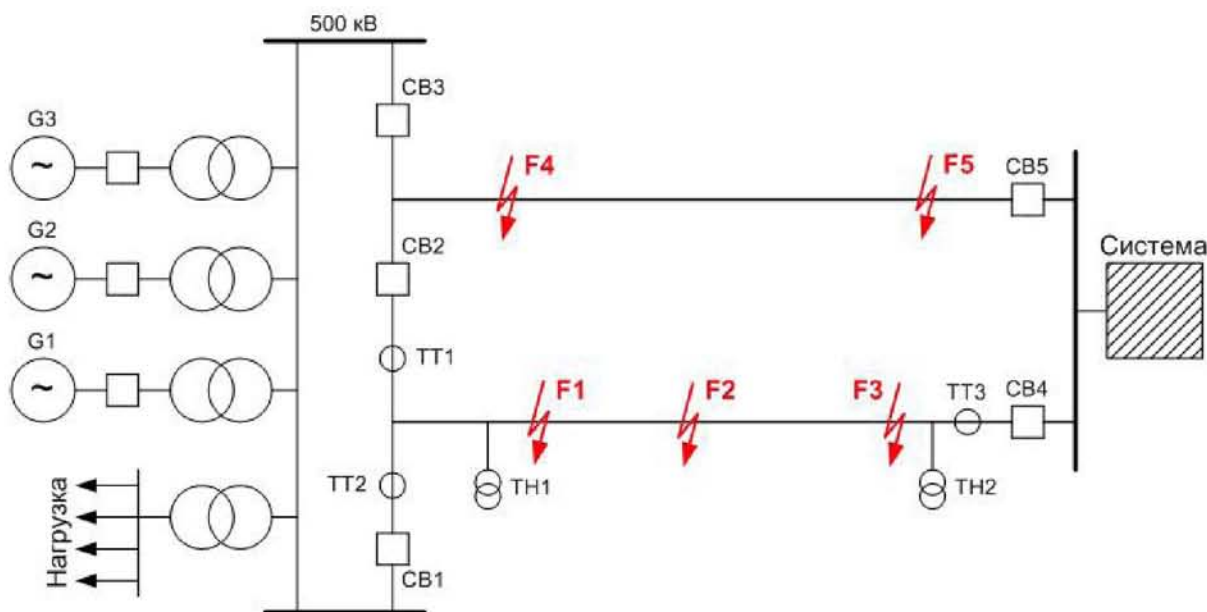


Рис. 3. Место установки защиты и места повреждений для защиты протяженной линии электропередачи 500кВ

На рис. 3. представлена конфигурация протяженной двойной линии электропередачи 500кВ с предлагаемыми испытательными точками для внутренних и внешних повреждений. Испытуемые защиты подключены с левой стороны к (полуторная схема выключателя) к ТТ1 и ТТ2 и трансформатору напряжения ТН1. Правый терминал подключен к трансформатору тока ТТ3 и трансформатору напряжения ТН2.

Различные генерирующие источники показаны для проведения тестирования защиты в различных условиях.

Выключатели в различных условиях должны быть замкнуты или разомкнуты.

На рис. 4. показаны место установки защиты и повреждений для защиты повреждения и срабатывания защиты для короткой линии электропередачи 500кВ

Выводы защиты левой стороны подключены к трансформатору тока ТТ1 и трансформатору напряжения ТН1, выводы защиты правой стороны – соответственно к ТТ2 и ТН2.

Отмеченные выше соображения в части генерирующих источников и выключателей сохраняются.

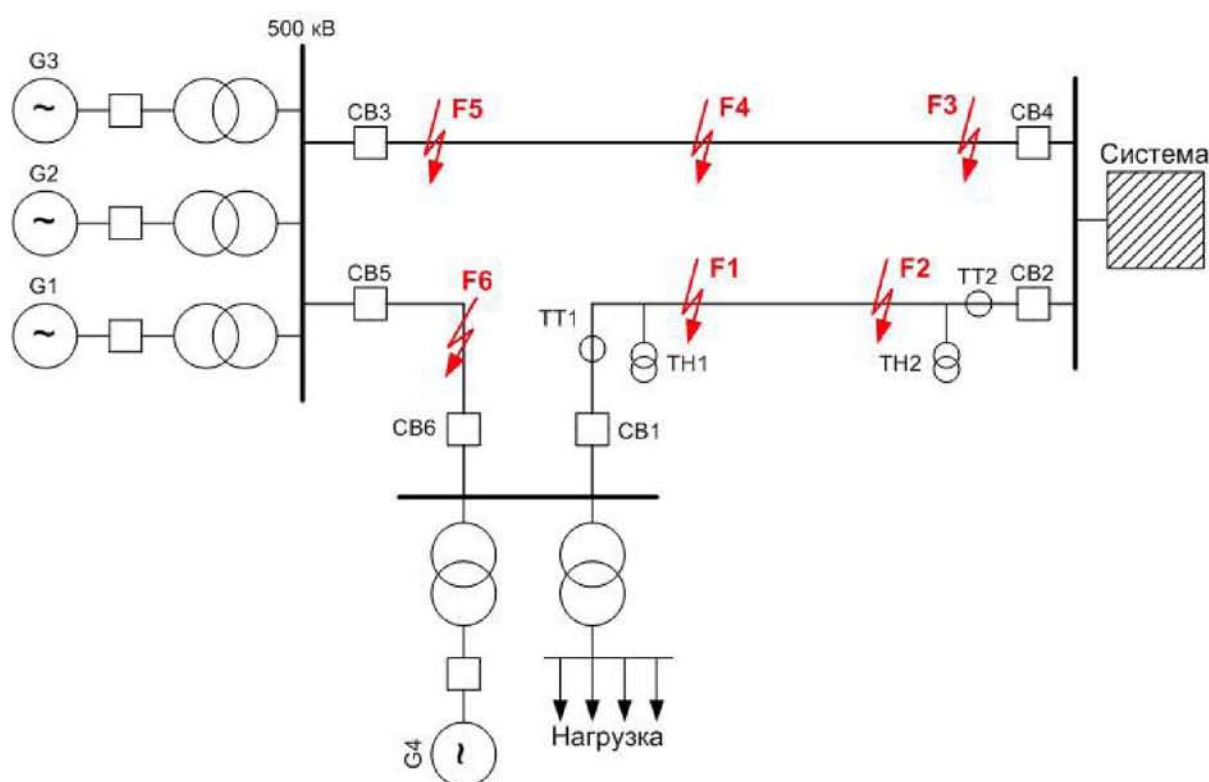


Рис. 4. Место установки защиты и места повреждений для защиты короткой линии электропередачи 500кВ

Защита автотрансформаторов

Место установки защиты и места повреждений для защиты автотрансформаторов 500/220/35кВ иллюстрирует рис. 5. В схеме защиты могут предусматриваться различные трансформаторы тока и напряжения.

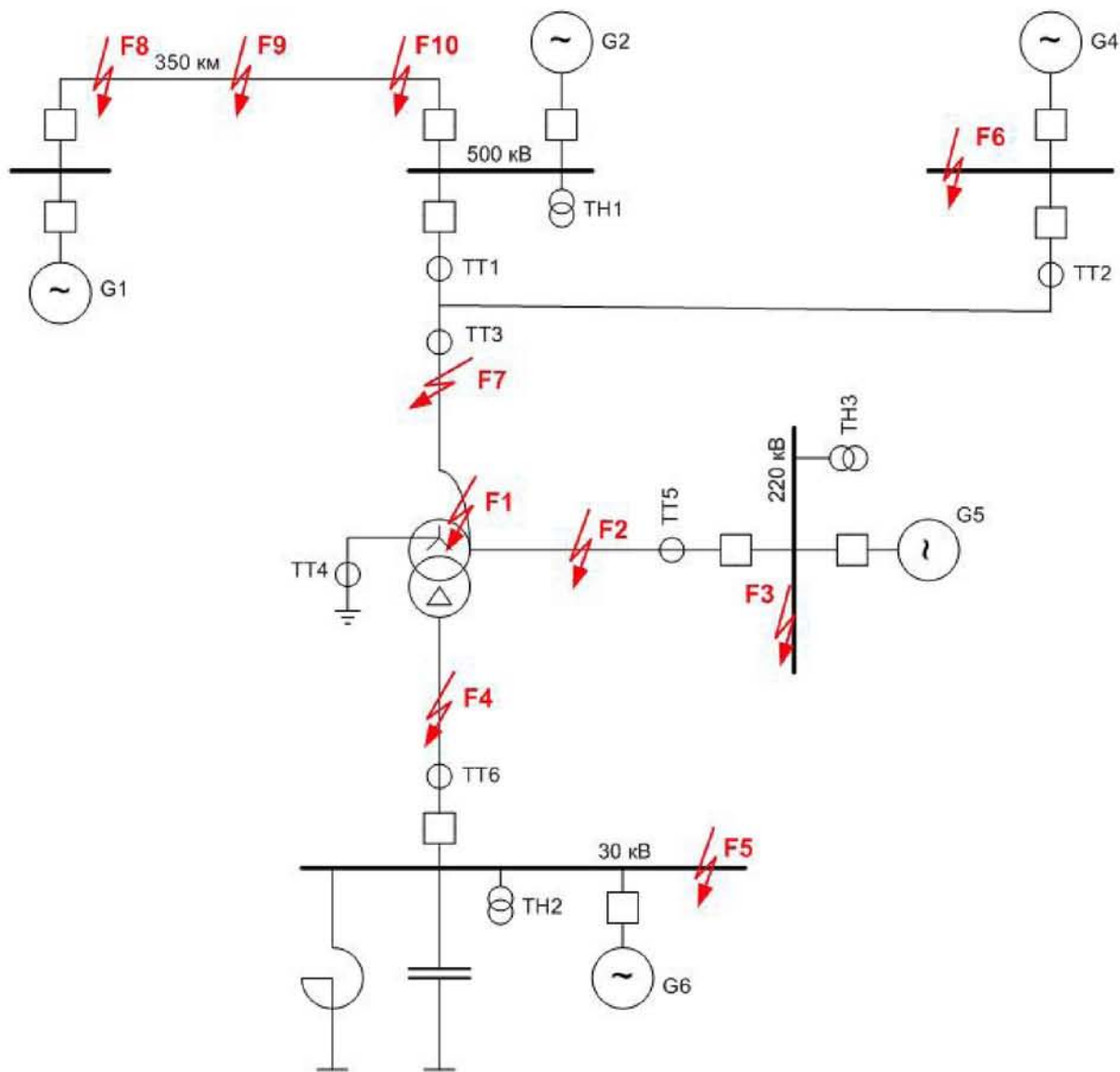


Рис. 5. Место установки защиты и места повреждений для защиты автотрансформаторов 500/220/30кВ.

Защита шин

Рассматривается вариант системы двух шин и полупортной схемы конфигурации связывающих шины выключателей.

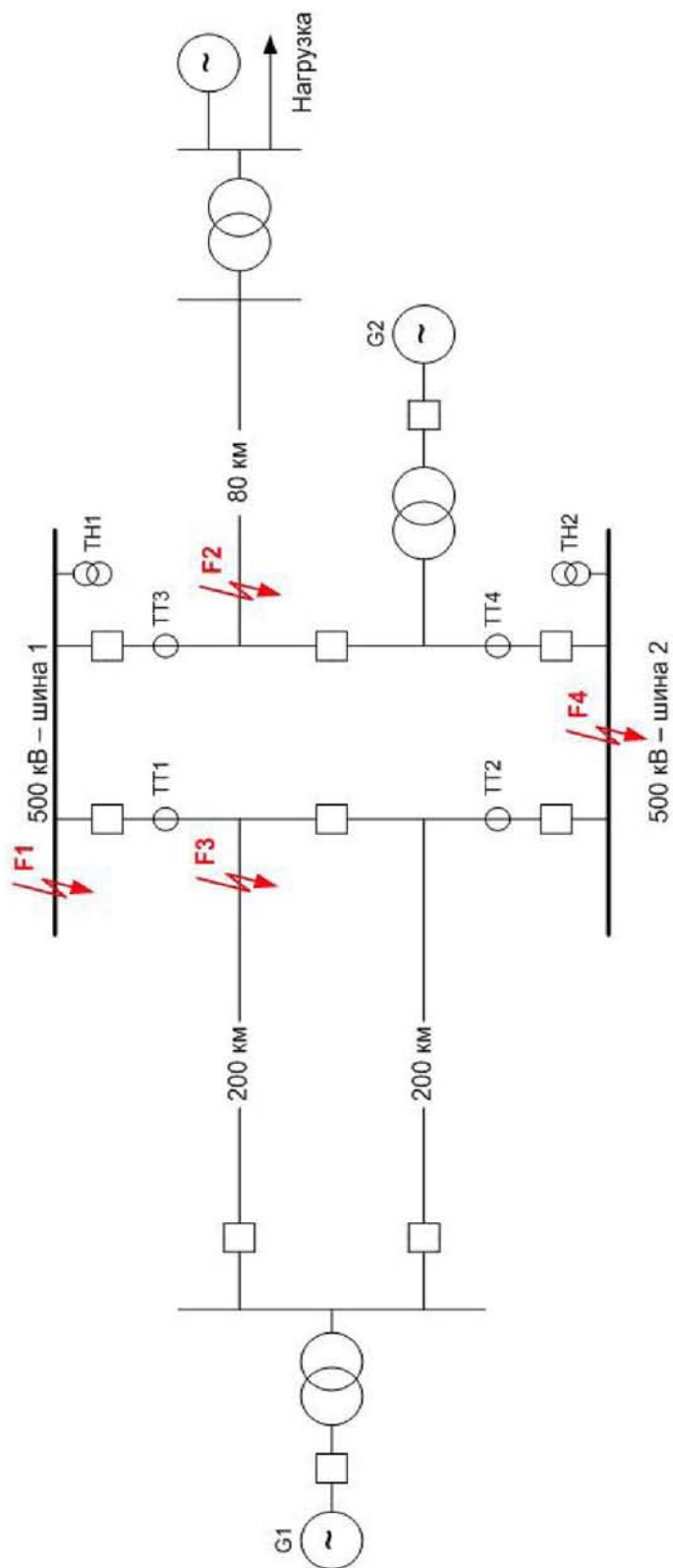


Рис. П.6. Место установки защиты и места повреждений для защиты шин 500кВ