

## ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА (ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ) (2.4.3)

УДК 621.316.925.1

DOI: 10.24160/1993-6982-2023-1-33-43

### Проблемы построения релейной защиты распределительной сети в условиях рыночной экономики

В.С. Вольный

Проанализировано влияние рыночных механизмов электроэнергетической отрасли Российской Федерации на функционирование релейной защиты распределительной сети. Изучена нормативно-правовая документация, регламентирующая взаимодействие между различными субъектами электроэнергетики, и обозначена причина возникновения проблемы, влияющей на построение релейной защиты распределительной сети. Для подтверждения гипотезы рассмотрен пример с подключением трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ. Рассчитаны параметры срабатывания (ток и время) как релейной защиты 10 кВ, так и автоматических выключателей 0,4 кВ с установленными на них электронными расцепителями. По результатам вычислений составлена карта селективности защитных устройств, на основании которой выделены участки с неселективным срабатыванием комплекса защиты трансформаторной подстанции. Даны рекомендации для устранения сложившейся ситуации, связанной с ограничением максимальной выдержки времени со стороны питания трансформаторной подстанции.

*Ключевые слова:* рынок электроэнергии, границы балансовой принадлежности, релейная защита, трансформаторные подстанции, распределительные электрические сети.

*Для цитирования:* Вольный В.С. Проблемы построения релейной защиты распределительной сети в условиях рыночной экономики // Вестник МЭИ. 2023. № 1. С. 33—43. DOI: 10.24160/1993-6982-2023-1-33-43.

### Problems of Constructing the Distribution Network Relay Protection System under Market Economy Conditions

V.S. Volnyi

The influence of the Russian Federation electric power industry market mechanisms on the operation of the distribution network relay protection system is analyzed. The normative and legal documentation regulating the interaction between various electric power industry entities is studied, and the cause of a problem affecting the construction of the distribution network relay protection system is pointed out. To confirm this hypothesis, an example with connection of a 10/0.4 kV transformer substation is considered. The actuation parameters (current and time) are calculated both for the 10 kV relay protection and 0.4 kV circuit breakers with electronic releasing devices installed in them. The calculation results were used to compile a protective devices selectivity map, based on which areas with non-selective actuation of the transformer substation protection system have been identified. Recommendations on eliminating the current situation associated with limiting the maximum time delay from the transformer substation power supply side are given.

*Key words:* electricity market, balance sheet boundaries, relay protection, transformer substations, power distribution networks.

*For citation:* Volnyi V.S. Problems of Constructing the Distribution Network Relay Protection System under Market Economy Conditions. Bulletin of MPEI. 2023;1:33—43. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2023-1-33-43.

#### Введение

Отчужденная электроэнергетическая отрасль функционирует в рамках рыночной парадигмы электроэнергетики и мощности, имеющей двухуровневую структуру [1]. Следствием этого является существование множества различных собственников субъектов электро-

энергетики РФ в части конкурентной среды, которые имеют зоны своего влияния, определяемые границами балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности [2]. При этом линии их разграничения могут проходить через отдельные элементы одной электроустановки, тем самым создавая всевозможные

вариации таких зон, находящихся на балансе у отдельных собственников.

Существующее деление электроэнергетики РФ на большое количество участков, находящихся во владении различных частных собственников, создает трудности при применении классического подхода к построению релейной защиты (РЗ), заключающегося в расчете параметров срабатывания от конечного потребителя к источнику электрической энергии.

Наличие значительного количества сетевых организаций, посредством которых осуществляется транзит электроэнергии к потребителю, обуславливает необходимость согласования параметров срабатывания релейной защиты со смежными организациями. В целях обеспечения требований к надежности и безопасности электроэнергетических систем (ЭЭС) и объектов электроэнергетики взаимодействие между субъектами электроэнергетики в части релейной защиты и автоматики (РЗА) осуществляется в соответствии с правилами [3], где регламентируются взаимоотношения между субъектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами (ДЦ) в части контроля подготовки, выдачи и выполнения заданий по настройке устройств РЗА.

Решение выбора параметров срабатывания в распределительных электрических сетях (РЭС) ограничено максимально допустимыми значениями времени, определяемыми допустимым временем существования короткого замыкания (КЗ), не приводящим к термическому разрушению кабельной линии отходящего присоединения на питающем центре (ПЦ). Данное сдерживание по выбору времени срабатывания РЗ ограничивает количество устанавливаемых защитных устройств сети электроснабжения, что не позволяет реализовать схемы распределительных устройств (РУ) в соответствующем электросетевом оборудовании, что снижает надежность электроснабжения.

При выявлении невозможности технической реализации задания ДЦ по настройке устройства РЗА владелец обязан уведомить ДЦ об этом, а также указать

причины, препятствующие реализации [3]. Все замечания либо устраняют, вследствие чего выставляются рассчитанные ДЦ или субъектом электроэнергетики параметры срабатывания РЗА, либо нет. В последнем случае вычисляют скорректированные настройки устройств РЗА, которые будут оптимальными только для крупных субъектов и практически не учитывают интересы конечных потребителей.

Рассмотрим проблемы построения РЗ РЭС при вводе в эксплуатацию нового объекта электроэнергетики — понижающей подстанции 6(20)/0,4 кВ.

### Структура отечественной электроэнергетики

При построении РЗ электрических сетей часто информация о составе защиты прилежащей сети неизвестна. Возникающая неопределенность не позволяет выставить оптимальные настройки всех устройств РЗ, на выбор которых значительное влияние оказывает существующая ситуация в электроэнергетической отрасли РФ.

Структура отечественной электроэнергетической отрасли представляет собой взаимодействие различных субъектов, задействованных в процессах производства, передачи, покупки с последующей перепродажей электро-, теплоэнергии и мощности, и организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление энергосистемой и торговлю электрической энергией и мощностью [4]. Для надежности функционирования электроэнергетика РФ разделена на конкурентные (генерация и сбыт) и монопольные (передача и системное управление) виды деятельности [5] (рис. 1).

Существование собственников субъектов электроэнергетической отрасли в части конкурентной среды ведет к необходимости их деления на зоны влияния, подразделяемые на границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности.

Граница балансовой принадлежности представляет собой линию раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или

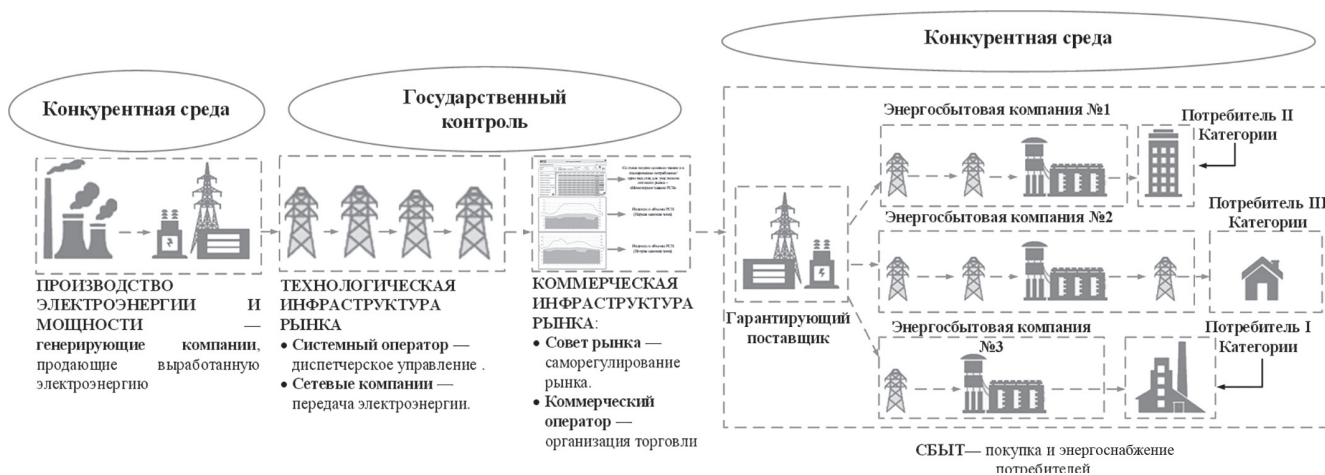


Рис. 1. Структура отечественной электроэнергетики

владения на ином, предусмотренном федеральными законами основании, определяющем границу эксплуатационной ответственности между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии (потребителем электроэнергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по её передаче), состоянию и обслуживанию электроустановок [5]. Линия границ может проходить по различным электроустановкам. Один из вариантов деления представлен на рис. 2.

Из данных рис. 2 следует, что применение классического подхода к построению релейной защиты (от нагрузки к источнику электрической энергии) довольно затруднительно: значительное количество сетевых организаций, посредством которых осуществляется транзит электроэнергии к потребителю, порождает необходимость согласования параметров срабатывания релейной защиты со смежными организациями. В соответствии с [3, 6] между сетевыми организациями существует целый ряд обязательств, одним из которых является обеспечение работоспособного состояния устройств релейной защиты. Для этого, в случае создания (модернизации) как комплексов, так и отдельных устройств РЗ ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления, или в случае отсутствия такового, сетевая организация, в управлении которой находится рассматриваемый объект, устанавливает сроки выполнения задания по созданию (модернизации) релейной защиты. При определении срока выполнения задания она руководствуется угрозой возникновения последствий, связанных с невыполнением требований к функционированию комплексов и устройств релейной защиты. Однако срок не должен быть менее 30 календарных

дней со дня выдачи задания на создание (модернизацию) релейной защиты с последующим утверждением субъектом электроэнергетики, по техническому заданию которого выполнялась разработка документации [7].

Сетевые организации, имеющие на своём балансе понижающие подстанции с напряжениями 6–35 кВ и 110 кВ и выше, называют питающими центрами (ПЦ). Они, являясь своеобразным буфером между организованной технической инфраструктурой рынка электрической энергии РФ (АО «СО ЕЭС», транзитные сетевые компании) и диспозитивными сетевыми организациями РЭС, столкнулись с проблемой согласованности. Данная ситуация — логичное следствие электрической взаимосвязи всех объектов энергосистемы России.

Включения, отключения и повреждения объектов сетевого хозяйства создают в электроэнергетической системе возмущения различного рода, на которые реагируют пусковые органы устройств, имеющие соответствующие им входную характеристическую величину (ток, напряжение, частоту, сопротивление). Технические мероприятия, принимаемые для исключения подобных воздействий (автоматический вывод защит при отключении присоединения, использование схемы соединения силового трансформатора по схеме  $Y/D_{11}$ ), не могут исключить весь спектр, что создает проблемы при построении РЗ с относительной селективностью.

При возникновении такой ситуации было принято наиболее логичное решение: ограничение максимальной выдержки времени РЗ с относительной селективно-

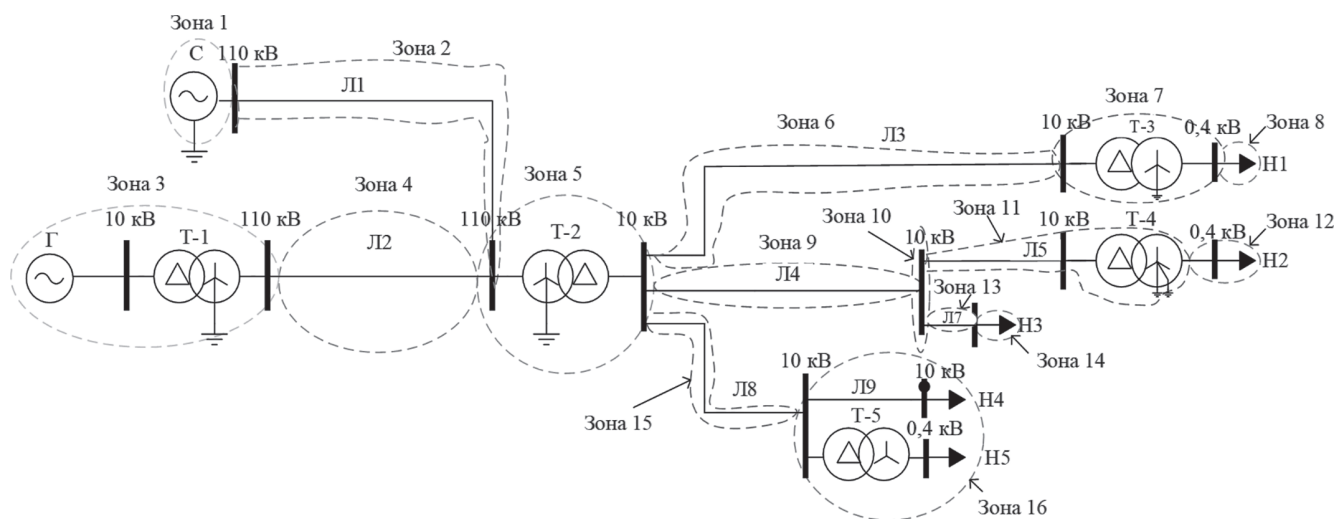


Рис. 2. Схема электроэнергетической системы с делением на зоны балансовой принадлежности (зоны 1 — 16):

зона 1 — электроэнергетическая система; зона 2 — понижающая подстанция № 1, линия электропередачи (ЛЭП) № 1; зона 3 — электрическая станция № 1; зона 4 — ЛЭП № 2; зона 5 — понижающая подстанция (питающий центр) № 2; зона 6 — ЛЭП № 3; зона 7 — трансформаторная подстанция (ТП) № 3; зона 8 — сосредоточенный потребитель (нагрузка) № 1; зона 9 — ЛЭП № 4; зона 10 — распределительное устройство (РУ) распределительного пункта (РП) № 1; зона 11 — ЛЭП № 5, ТП № 4: РУ-10 кВ и Т-4; зона 12 — ТП № 4: РУ-0,4 кВ, нагрузка № 2; зона 13 — ЛЭП № 7, РП № 2; зона 14 — нагрузка № 3; зона 15 — ЛЭП № 8; зона 16 — распределительная трансформаторная подстанция (РТП) № 5, ЛЭП № 9, нагрузки №№ 4 и 5; --- зона балансовой принадлежности и эксплуатационные границы субъекта

стью, устанавливаемой на вводе низшего напряжения ПЦ не более 3,5 с. Данное значение времени срабатывания РЗ регламентируется максимально допустимым временем протекания тока КЗ по воздушной (ВЛ) или кабельной (КЛ) линиям, которое составляет не более 2,5 с для сетей напряжением до 10 кВ (при напряжении сети 20 кВ — не более 1,9 с) [8] с учётом согласованности с последующими защитами. Если же КЛ проходит в коллекторе, то предельно допустимое время не превышает 1,5 с. Приведенные значения определяются термическим воздействием, оказываемым током КЗ на ЛЭП, а в случае коллектора — на близлежащие КЛ [9].

### Принципы построения защиты распределительной сети

В современной электроэнергетике используют положения рыночной экономики, в частности, — минимальные капиталовложения. Данный факт существенно влияет на оптимальное решение задачи выбора типа устройства РЗ. Следует отметить, что селективность — взаимнообратная величина чувствительности и, частично, быстродействия, а экономичность — надёжности и быстродействия, что упрощает задачу выбора типа устройства релейной защиты и компромисса между взаимнообратными величинами. При этом каждое техническое решение имеет ограничение по быстродействию.

Выделяют защиты с относительной и абсолютной селективностями. Защита с относительной селективностью позволяет получить экономичное решение с возможностью резервирования и ненулевой (кроме как у конечного потребителя) выдержкой времени. Защита с абсолютной селективностью позволяет достичь нулевой выдержки времени, но со значительным удорожанием всей защиты и отсутствием возможности резервирования смежных элементов электрической сети. Использование последней оправдано в случае электрически близкого расположения генерирующего оборудования, не допускающего такой длительности протекания тока КЗ как в сетях без них. Это обусловлено возникновением режимов, угрожающих поддержанию как целостности генерирующего оборудования, так и надёжности электроэнергетической системы в целом.

Характеристика времени срабатывания также влияет на защиту функции. Если выбранный вариант РЗ обеспечивает защиту всего объекта (с обеих сторон его подключения к смежным элементам электрической сети), то можно говорить о стопроцентной защитоспособности. При появлении зон несрабатывания РЗ её защитоспособность становится меньше 100%, что при определённых требованиях к быстродействию ограничивает ее использование. В связи с этим, защиты с абсолютной селективностью (при их наличии) называют основными, а с относительной — резервными. Если на защищаемом объекте установлена только защита с относительной селективностью, то основной будет защита, гарантирующая стопроцентную защитоспособность даже при значительных выдержках времени

(несколько секунд), в то же время защита, действующая без выдержки времени, но с защитоспособностью менее 100%, станет резервной.

РЭС в большинстве случаев состоят из пассивных элементов: воздушных (ВЛ) и кабельных (КЛ) линий, силового трансформатора и энергопринимающего устройства. Длительность протекания тока КЗ регламентируется максимально допустимым временем для каждого электрохозяйственного объекта, не приводящим к его разрушению и снижению срока эксплуатации ниже заводского значения [9]. Поэтому в РЭС, из-за своей экономичности, широко распространены устройства РЗ с относительной селективностью, расчёт времени срабатывания которых имеет свои особенности.

Используемая для обеспечения корректности функционирования защит электрической сети степень селективности  $\Delta t$  с показателем от 0,2 до 0,5 с увеличивает время срабатывания последующего элемента защиты на её значение. При увеличении количества промежуточных элементов между источником электрической энергии и её потребителем время срабатывания устройств защиты, установленных у источника, будет иметь максимальное значение.

С учетом сложившейся ситуации с защитой сетей в электроэнергетической отрасли РФ традиционный подход к расчёту параметров срабатывания устройств РЗ мало применим при расширении сетей 6–20 кВ в связи с ограниченностью максимальной выдержки времени на ПЦ. Новые объекты должны иметь либо слишком малую выдержку времени на срабатывание (влечет за собой неправильность действия — излишнее срабатывание РЗ, а случае несинхронного включения выключателей — ложное срабатывание, когда возникающая несимметрия больше времени срабатывания защиты), либо вообще не стоит устанавливать РЗ во все, что увеличивает защищаемую зону, но и увеличивает количество отключаемых элементов, ухудшая недоотпуск электроэнергии.

Таким образом, принятый традиционный подход к реализации защиты РЭС 0,4–20 кВ имеет ограничения по количеству устанавливаемых устройств защиты в сети. Это обуславливается тем, что к значению  $\Delta t$  предъявляются следующие требования:

- должно быть минимально допустимым для уменьшения уровня выдержек времени защит системы;
- учитывать, чтобы повреждение на предыдущем  $(n-1)$ -м элементе отключалось раньше, чем сработает защита последующего  $n$ -го.

Таким образом, определим  $\Delta t$ :

$$\Delta t = t_{B(n-1)} + t_{П(n-1)} + t_{П(n)} + t_{И(n)} + t_{зан}, \quad (1)$$

где  $t_{B(n-1)}$  — время действия выключателя предыдущего  $(n-1)$  участка;  $t_{П(n-1)}$  — сумма абсолютных значений максимальной положительной погрешности предыдущей защиты (затягивает отключение КЗ);  $t_{П(n)}$  — сумма абсолютных значений максимальной отрицательной погрешности последующей защиты (может способствовать преждевременному неправильному срабаты-



ванию  $n$ -й защиты);  $t_{и(n)}$  — время инерционной ошибки  $n$ -й защиты, учитывающее возможность действия реле защиты под влиянием сил инерции после отключения внешнего КЗ;  $t_{зап}$  — время запаса на неточный учёт приведенных факторов.

Для анализа возможных значений  $\Delta t$  следует учитывать существующие различия в реле не только в компонентной базе (электрохимические, полупроводниковые, микропроцессорные), определяющие точность его работы и потребляемую мощность, но и по способу включения воспринимающего и воздействия исполнительного органов. Так, по способу включения различают реле первичные, у которых воспринимающий орган включен непосредственно в цепь защищаемого элемента, и вторичные — через измерительные трансформаторы тока и напряжения. По способу воздействия исполнительного органа выделяют [10]:

- реле прямого действия — исполнительный орган отключает выключатель путем механического воздействия;
- реле косвенного действия — воздействие на выключатель осуществляется посредством катушки отключения/включения, получающей питание от оперативного тока.

В целом, инерционные ошибки для реле защиты, выполненном на электромагнитном принципе с независимой характеристикой, близки к нулю, поэтому их можно не учитывать.

Максимальные погрешности вторичных реле с независимой характеристикой срабатывания на электрохимической базе лежат в диапазоне 0,05...0,1 с, так как сумма положительной и отрицательной погрешности, называемая разбросом, составляет 0,1...0,2 с.

В связи с тем, что управляющее воздействие от реле является командой выключателю на отключение, тип его исполнения существенным образом определяется значением ступени селективности. Это взаимосвязано с техническим развитием в период времени активного строительства РЭС, в котором наиболее популярно было использование выключателей типа ВМГ-10 и ВМПП-10 со временем отключения 0,12 и 0,14 с, устанавливаемых совместно с реле прямого действия типа РТВ-1.4, что при расчётах  $\Delta t$  с учётом инерции и запаса давало значение равное 0,5 с.

В настоящее время в конструкциях РЗ используют достижения микропроцессорной техники, в том числе микропроцессорные (МП) реле с минимальными погрешностями. В целом, максимальная погрешность по времени регламентирована фирмами-производителями и составляет не более 0,05 с. При анализе коммутационных аппаратов с подобными реле выявлено, что наиболее распространена их установка совместно с вакуумными или элегазовыми выключателями со временем отключения — 0,1 с. Следовательно,  $\Delta t$  имеет различные значения: 0,3 с — для МП, и 0,5 с — для электрохимических реле.

В технике РЗ при невозможности реализации отстройки по времени существует возможность выполнения согласования выдержек времени защит по критической ступени селективности. Так, для МП РЗ — 0,2 с, а для электрохимических — 0,4 с [11]. Значения взяты из расчёта ступени селективности по (1).

Зная ступени селективности  $\Delta t$  для каждого типа элементной базы защитных устройств и максимально допустимую выдержку времени устройств РЗ отходящего присоединения от шин ПЦ  $t_{\max ПЦ}$ , определим максимальное количество защитных устройств  $N_{зв}$ , устанавливаемых в распределительной сети:

$$N_{зв} = t_{\max ПЦ} / \Delta t. \quad (2)$$

Для электрохимической элементной базы защитных устройств  $N_{зв}$  составит  $N_{зв} = 2,7/0,5 \cong 5$ , а для МП —  $N_{зв} = 2,7/0,3 = 9$ .

Таким образом, при разветвленных электрических сетях при большой доле электрохимической элементной базы устройств РЗ и расширении сети возникает селективность.

#### Анализ функционирования комплекса защиты новой трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

Рассмотрим распределительную сеть 10 кВ с подключенной трансформаторной подстанцией (ТП1) с установленной трансформаторной мощностью каждого трансформатора до 630 кВА [12].

Представленная на рис. 3 электрическая сеть разделена на две зоны эксплуатационной ответственности и балансовой принадлежности:

- РТП1 — питающая сетевая организация 1;
- ТП1 — потребитель электрической энергии.

На РТП1 в качестве защиты установлено РТВ-1 со следующими характеристиками защиты:  $I_{с.з.незав} = 400$  А и  $t_{с.з} = 0,7$  с в независимой части.

РЗ типа РТВ-1 имеет следующие особенности исполнения:

- разброс времени срабатывания реле при правильных условиях эксплуатации — 0,2...0,25 с в независимой части;
- для обеспечения согласования защит ток срабатывания РТВ-1, как защита, установленная ближе к источнику питания, должна иметь параметр срабатывания по току в 1,2...1,3 выше, чем у защиты предшествующего элемента.
- разброс времени срабатывания реле при правильных условиях эксплуатации составляет до 0,8...1,0 с в зависимой части.

В соответствии с [13] РТВ-1 является модификацией реле РТВ с переходом на независимую часть характеристики выдержки времени при токе в цепи катушки 120...170% тока уставки. При анализе худшего случая для обеспечения согласованности защиты РТВ-1 с защитой предшествующего элемента (случай с перехо-

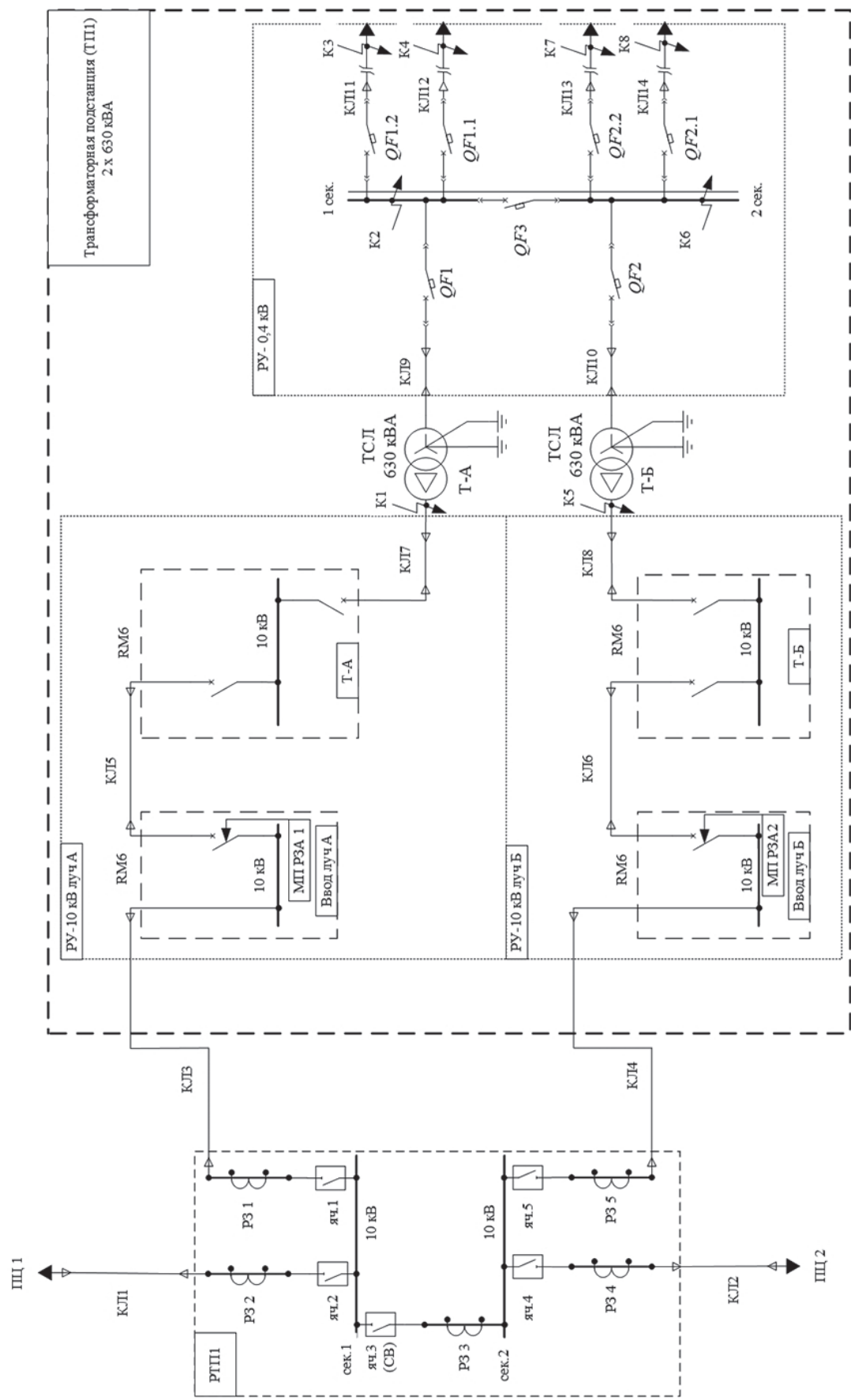


Рис. 3. Схема рассматриваемой сети

дом на независимую часть характеристики при 120% от  $I_{ном}$ ) рассчитаем номинальный ток РТВ-1:

$$I_{с.з.незав} = 1,2I_{с.з}. \quad (3)$$

На основе исходных данных и (1) выразим номинальный ток РТВ-1:

$$I_{с.з1} = I_{с.з.незав} / 1,2. \quad (4)$$

С учетом (4)  $I_{с.з1} = 400/1,2 = 333$  А

Для наглядности процедуры согласования защиты присоединения РТП1 преобразуем  $I_{ном}$  стороны 10 кВ (КЛЗ располагается в сети данного класса напряжения) на сторону 0,4 кВ:

$$I_{с.з1(0,4\text{ кВ})} = I'_{с.з1} I_{с.з3} = \frac{U_{ном.10\text{ кВ}}}{U_{ном.0,4\text{ кВ}}}. \quad (5)$$

Исходя из (5):  $I'_{с.з1} = 333 \cdot \frac{10000}{0,4} = 333 \cdot 25 = 8325$  А.

#### Расчёт защиты присоединений РУ-0,4 кВ

Примем, что РУ-0,4 кВ на секции 1 и 2 имеет по два присоединения, находящихся под идентичной номинальной нагрузкой с наибольшим током аварийного  $I_{авар.расч.QF1.1} = I_{авар.расч.QF2.1} = 630$  А.

Для ликвидации повреждений на силовых кабелях, соединяющих РУ-0,4 кВ, ТП-1 и вводы QF1(2).1 и QF1(2).2, служат автоматические выключатели (АВ) с расцепителями с  $I_n = 630$  и 500 А. Также на вводе в секции 1 и 2 использованы QF1 и QF2, а в качестве секционного АВ — QF3 производства АО «Контактор» [14].

Для обеспечения наибольшей чувствительности защитного устройства рассчитаем ближайшее (для предотвращения случая ложного срабатывания) значение номинального тока расцепителя АВ, равного 630 А, основываясь на максимально возможном протекающем токе в послеаварийном режиме. Исходя из вводных данных, получаем  $I_{авар.расч.1} = 630$  А.

Установленный блок защиты АВ реализует следующие функции:

- защиту от перегрузки с регулируемыми параметрами по току  $I_r$  и времени  $t_r$  срабатывания;
- защиту от короткого замыкания с регулируемыми параметрами по току  $I_{зд}$  и времени  $t_{зд}$  срабатывания;
- защиту при замыканиях на землю с регулируемыми параметрами по току  $I_g$  и времени  $t_g$  срабатывания.

Также изучаемый блок содержит нерегулируемую токовую отсечку с током срабатывания  $I_i = 5$  кА.

Рассчитаем приведенные параметры срабатывания защит.

#### Защита от перегрузки

Наибольший ток, проходящий через рассматриваемый АВ равен  $I_{авар.расч1} = 630$  А, в относительных единицах номинального тока —  $I_{авар.расч1}/I_n = 630/630 = 1,0$ . Для обеспечения правильного функционирования блока защиты примем за уставку защиты от перегрузки

по току  $I_r$  ближайшее большее значение в номинальном ряде дискретных значений. Таким значением является 1,0, что соответствует первичному значению  $1,0 \cdot 630 = 630$  А. Таким образом, уставка по току составляет  $I_r = 1,0I_n$ .

В связи с отсутствием данных о нижестоящей сети (присоединении к QF1(2).1) для уменьшения вероятности излишнего срабатывания вышестоящей сети (АВ QF1(2) и защиты трансформаторной ячейки Т-А (МП РЗА1(2))) принимаем минимально возможную выдержку времени, а именно,  $t_r = 3$  с.

#### Защита от короткого замыкания

Для обеспечения правильного функционирования блока защиты следует выбрать ток срабатывания, исходя из следующих условий:

- отстройки от нагрузочного и послеаварийного режимов:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n}{k_b} k_{с.зав} I_{раб\max}; \quad (6)$$

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n}{k_b} (k_n I_{раб\max} + k_{с.зав} I_{авар.откл}); \quad (7)$$

- согласования по чувствительности с защитами предшествующих элементов:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n}{k_{ток}} (I_{с.з.пред} + \sum I_{раб\max}), \quad (8)$$

где  $k_n$  — коэффициент надежности (для микропроцессорных/электронных устройств — 1,1);  $k_b$  — коэффициент возврата расцепителя (для микропроцессорных/электронных устройств — 0,95...0,97);  $k_{с.зав}$  — коэффициент запуска двигательной нагрузки (для обобщенной двигательной нагрузки — 3...5);  $I_{раб\max}$  — рабочий максимальный ток присоединения;  $I_{авар.откл}$  — ток отключаемого присоединения в цикле работы автоматического ввода резерва (АВР);  $k_{ток}$  — коэффициент токораспределения;  $I_{с.з.пред}$  — уставка срабатывания токовой защиты предшествующего элемента.

В связи с отсутствием данных о реализации АВР и значении уставок защит предшествующего элемента, условия (6), (7) исключены из расчётных. Следовательно, на основании (8)  $I_{с.з} \geq (1,1/0,95) \cdot 5 \cdot 581 = 3364$  А, что в относительных единицах относительно тока срабатывания защиты от перегрузки  $I_r$  составляет  $3364/630 = 5,34$  о.е. В качестве параметра срабатывания возьмем ближайшее наибольшее значение, им станет 6,0. Следовательно,  $I_{с.з} = 6,0I_r$ .

Для обеспечения селективного отключения повреждения необходимо наличие исходных данных о предшествующем элементе сети. В связи с тем, что данное присоединение выполняет электроснабжение устройства распределения нагрузки по коммутационным аппаратам меньшего номинального значения, селективное отключение QF1.1 будет обеспечено за счёт того, что повреждения находятся вне пределов его селективности, поэтому  $t_{сд} = 0,0$ .

Защита от коротких замыканий на землю

Данный тип защиты находится в выведенном состоянии, поскольку измерения петли «фаза–ноль» производят после ввода объекта в эксплуатацию.

Расчёт защиты трансформаторных ячеек ТП1

На вводах лучей А и Б рассматриваемой ТП1 установлены терминалы МП РЗА фирмы-производителя «Schneider Electric» VIP-400 [15].

Защита от перегрузки

Максимально допустимый ток проходит через силовой трансформатор ТСЛ-630 кВА (10/0,4 кВ) при его систематической перегрузке на 20% от номинального значения:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{1,2 S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном} 10 \text{ кВ}}} = \frac{1,2 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 43,7 \text{ А.}$$

Примем за расчётное значение ближайшее большее  $I_{\text{перег}} = 44 \text{ А.}$

Для обеспечения селективности срабатывания по времени возьмем  $EI/F$ -характеристику с  $TD = 15$ , так как только она обеспечит согласованность по времени срабатывания с нижестоящими защитами:  $t_{\text{с.з}} = 0,5 \text{ с.}$

Защита от короткого замыкания

Для гарантии правильного функционирования блока защиты необходимо выбрать ток срабатывания, исходя из:

- обеспечения возврата защиты после ликвидации внешнего КЗ:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{k_n}{k_b} k_{\text{с.з.п}} I_{\text{раб max}} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 5 \cdot 44 = 255 \text{ А;}$$

- отстройки от послеаварийного режима:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,1}{0,95 \cdot 25} (2 \cdot 408 + 5 \cdot 376) = 125 \text{ А;}$$

- согласования по чувствительности с защитой предшествующих элементов:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,1}{1 \cdot 25} (6000 + 0) = 264 \text{ А.}$$

Выберем из условий (1) — (3) наибольшее и получим  $I_{\text{с.з}} = 264$ .

Время срабатывания примем равным 0,4 с, т. к. рассматриваемая защита не функционирует при КЗ за трансформатором, ток повреждения равен 5350 А (из исходных данных).

Полученные параметры срабатывания защит рассматриваемой сети приведены в таблице, представляющей собой бланк уставок защит ТП1.

Анализ карты селективности (рис. 4) позволяет сделать следующие выводы:

- перегрузочная (времязависимая) характеристика  $QF1$  имеет низкую селективность несрабатывания относительно МП РЗА1 по времени срабатывания (1, рис. 4), что ведет к излишнему отключению МП РЗА1;
- времянезависимые характеристики МП РЗА 1,  $QF1$ ,  $QF3$  и  $QF1.1$  ( $QF1.2$ ) обладают низкой селективностью несрабатывания: время срабатывания  $QF1$  на 0,1 с меньше, чем у МП РЗА1, при этом  $QF3$  отстроено на 0,2 с от МП РЗА1, что считается аварийной ступенью селективности со сниженной надежностью на несрабатывание МП РЗА1 (2, рис. 4);
- автоматические выключатели в зоне неселективной отсечки имеют зоны неселективного действия:  $QF1.1(2)$  и  $QF3$  (3, рис. 4) и  $QF1.1(2)$ ,  $QF3$ ,  $QF1$  (4, рис. 4).  
На основе данных карты селективности (см. рис. 4) выполнен анализ селективности комплекса защиты ТП1. Выявлено, что при текущем подходе к реализации РЗ идет нарушение селективности в сетях 0,4 кВ.

Бланк уставок защит ТП1

ТП РУ-0,4 кВ						
Устройство защиты	Типы установленной защиты в электронном расцепителе АВ					
	$I_r$ , (о.е)/А	$t_r$ , с	$I_{\text{зд}}$ , (о.е)/А	$t_{\text{зд}}$ , с	$I_g$ , о.е	$t_g$ , с
АВ отходящих присоединений						
$QF1(2).1$ (630 А)	1,0/630	3	6,0/3780	0	выведена	1,0
$QF1(2).2$ (500 А)	0,9/450	3	6,0/2600	0	—	—
Секционный АВ						
$QF3$ (800 А)	1,0/800	3	6,0/4800	0,2	—	—
Вводной АВ (ВА50-43Про)						
$QF1(2)$ (1250 А)	0,8/1000	3	6,0/6000	0,3	—	—
ТП РУ-10 кВ						
РУ-10 кВ	МП терминал РЗА (VIP-400)					
	$I > /(\text{к } 0,4 \text{ кВ}), \text{ А}$	$t >, \text{ номер кривой}$		$I >> /(\text{к } 0,4 \text{ кВ}), \text{ А}$		$t >>, \text{ с}$
Ячейка Т-А(Б)	44/1100	15-TD		264/6600		0,4



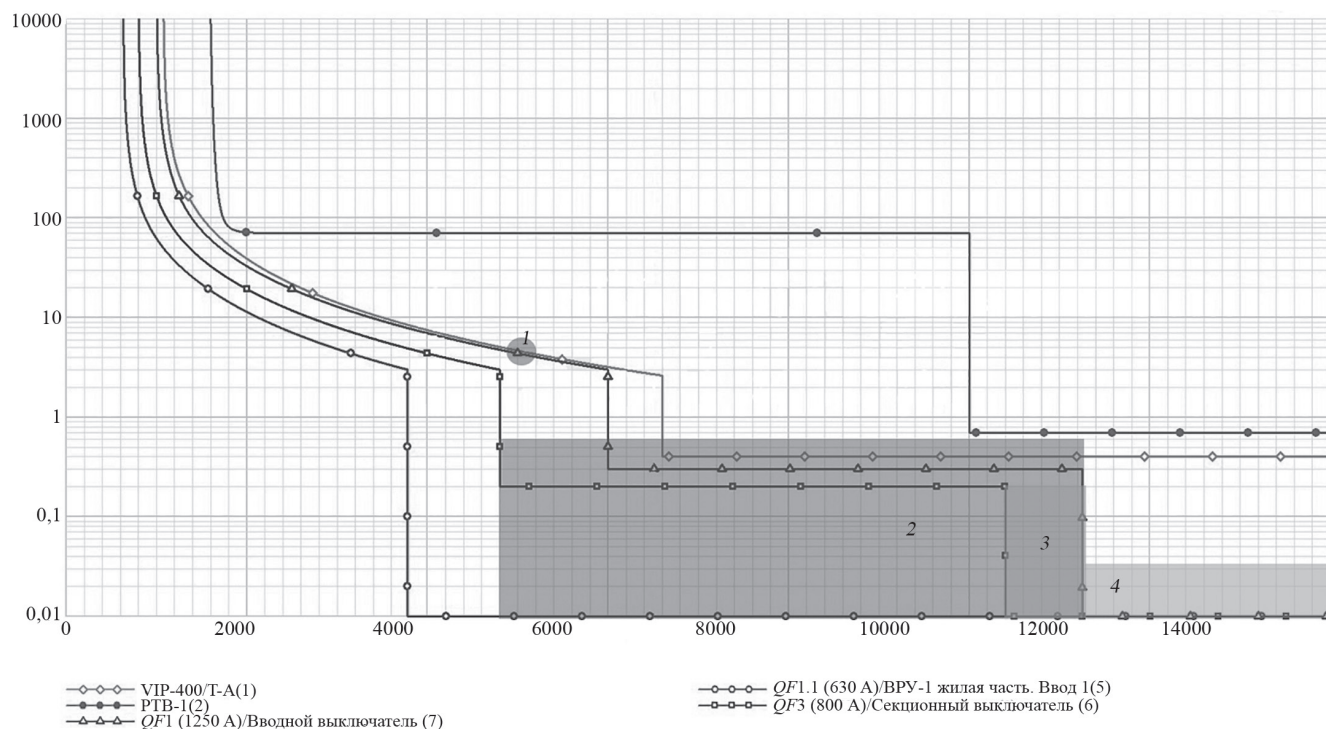


Рис. 4. Карта селективности защищаемой сети

Таким образом, существующие подходы к РЗ РЭС не могут обеспечить надежного функционирования защитных устройств нижестоящих присоединений (ТП1), что снижает надежность и качество электропитания их потребителей.

Сложившуюся ситуацию можно решить двумя путями:

- установкой на электроэнергетических объектах устройств РЗ, действующих с минимальными выдержками по времени, не нарушающих селективность отключения повреждения смежными устройствами РЗ, основанных на применении всех доступных функциональных возможностей, используемых в устройствах защиты, вследствие их дополнения взаимодействием с информационно-коммуникационной инфраструктурой (диспетчеризацией объектов электроэнергетики, созданием микросистем, интернетом энергии и т. д.) [16, 17];
- модернизацией электросетевого комплекса распределительной сети [8] с переходом, к примеру, на микропроцессорные устройства РЗ [18] и установкой вакуумных и элегазовых выключателей, позволяющих снизить ступень селективности РЗ  $\Delta t$ .

Первый путь не требует значительных капиталовложений в отличие от второго. Для повышения надежности электроснабжения нужны общая модернизация электросетевого хозяйства (линий электропередачи, силовых трансформаторов, коммутационного оборудования и РЗ) и использование новых, более технически совершенных способов реализации РЗ. Однако без пересмотра законодательства, в частности, корпоративного права, заинтересованности собственников в со-

вершении действий, создающих системное улучшение надежности и качества электроэнергии, не будет. Причина этому — отсутствие гарантий на нахождение в собственности модернизируемых электросетевых объектов на период срока окупаемости понесённых затрат.

### Выводы

Рассмотрено влияние рыночных механизмов на функционирование РЗ РЭС. Наличие зон эксплуатационной ответственности и балансовой принадлежности создаёт сложности в выборе оптимальных настроек параметров устройств РЗ в сетях 6–20 кВ, поскольку каждый собственник хочет снизить время ликвидации повреждений с точки зрения уменьшения и недопущения распространения повреждения на соседние элементы собственной электроустановки, не учитывая интересы питаемых им нижестоящих потребителей электрической энергии.

Выполнен расчёт параметров срабатывания комплекса защиты ТП 10/0,4 кВ, состоящего из устройств МП РЗА (трансформаторных ячеек Т-А(Б) на стороне 10 кВ) и АВ, установленных на вводах ВУ-0,4 кВ (QF1(2)) и отходящих присоединениях (QF3, QF 1(2).1(2)), с учётом ограниченной выдержки времени со стороны питающей электроустановки РТП1 с установленной на ней РЗ электромеханической базы (типа РТВ-1(2)).

Исходя из карты селективности (см. рис. 4), изучена селективность комплекса защиты ТП1. Установлено нарушение селективности в сетях 0,4 кВ при текущем подходе к реализации РЗ.

## Литература

1. **Федеральный закон** № 35-ФЗ от 26 марта 2003 г. «Об электроэнергетике».
2. **Постановление** Правительства РФ № 1172 от 27 декабря 2010 г. «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности».
3. **Приказ** Министерства Энергетики РФ № 100 от 13 февраля 2019 г. «Об утверждении правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электроэнергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики».
4. **Постановление** Правительства РФ № 854 от 27 декабря 2004 г. (ред. от 30.01.2021). «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».
5. **Постановление** Правительства РФ № 861 от 27 декабря 2004 г. (ред. от 09.10.2021). «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».
6. **Приказ** Министерства Энергетики РФ № 630 от 03 августа 2018 г. «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (с изменениями и дополнениями)».
7. **Постановление** Правительства РФ № 937 от 13 августа 2018 г. «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
8. **Майоров А.В.** Повышение надежности электрических сетей 20 кВ в системах электроснабжения мегаполисов // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2018. № 3(48). С. 60—66.
9. **СО 153-34.20.508.** Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Ч. 1. Кабельные линии напряжением до 35 кВ.
10. **Федосеев А.М.** Основы релейной защиты. М.: Госэнергоиздат, 1961.
11. **Шабад М.А.** Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. СПб.: ПЭИПК, 2010.
12. **Методические** указания по применению в ПАО «Россети Московской регион» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и

## References

1. **Federal'nyy Zakon** № 35-FZ ot 26 Marta 2003 g. «Ob Elektroenergetike».(in Russian).
2. **Postanovlenie** Pravitel'stva RF № 1172 ot 27 Dekabrya 2010 g. «Ob Utverzhdenii Pravil Optovogo Rynka Elektricheskoy Energii i Moshchnosti».(in Russian).
3. **Prikaz** Ministerstva Energetiki RF № 100 ot 13 Fevralya 2019 g. «Ob Utverzhdenii Pravil Vzaimodeystviya Sub'ektov Elektroenergetiki, Potrebiteley Elektroenergii Pri Podgotovke, Vydache i Vypolnenii Zadaniy po Nastroyke Ustroystv Releynoy Zashchity i Avtomatiki». (in Russian).
4. **Postanovlenie** Pravitel'stva RF № 854 ot 27 Dekabrya 2004 g. (Red. ot 30.01.2021). «Ob Utverzhdenii Pravil Operativno-dispatcherskogo Upravleniya v Elektroenergetike».(in Russian).
5. **Postanovlenie** Pravitel'stva RF № 861 ot 27 Dekabrya 2004 g. (Red. ot 09.10.2021). «Ob Utverzhdenii Pravil Nediskriminatsionnogo Dostupa k Uslugam po Peredache Elektricheskoy Energii i Okazaniya Etikh Uslug, Pravil Nediskriminatsionnogo Dostupa k Uslugam po Operativno-dispatcherskomu Upravleniyu v Elektroenergetike i Okazaniya Etikh Uslug, Pravil Nediskriminatsionnogo Dostupa k Uslugam Administratora Torgovoy Sistemy Optovogo Rynka i Okazaniya Etikh Uslug i Pravil Tekhnologicheskogo Prisoedineniya Energoprimayushchikh Ustroystv Potrebiteley Elektricheskoy Energii, Ob'ektov po Proizvodstvu Elektricheskoy Energii, a Takzhe Ob'ektov Elektrosetevogo Khozyaystva, Prinadlezhashchikh Setevym Organizatsiyam i Inym litsam, k Elektricheskim Setyam». (in Russian).
6. **Prikaz** Ministerstva Energetiki RF № 630 ot 03 Avgusta 2018 g. «Ob Utverzhdenii Trebovaniy k Obespecheniyu Nadezhnosti Elektroenergeticheskikh Sistem, Nadezhnosti i Bezopasnosti Ob'ektov Elektroenergetiki i Energoprimayushchikh Ustanovok «Metodicheskie Ukazaniya po Ustoychivosti Energosistem» (s Izmeneniyami i Dopolneniyami)». (in Russian).
7. **Postanovlenie** Pravitel'stva RF № 937 ot 13 Avgusta 2018 g. «Ob Utverzhdenii Pravil Tekhnologicheskogo Funktsionirovaniya Elektroenergeticheskikh Sistem i o Vnesenii Izmeneniy v Nekotorye Akty Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii».(in Russian).
8. **Mayorov A.V.** Povyshenie Nadezhnosti Elektricheskikh Setey 20 kV v Sistemakh Elektrosnabzheniya Megapolisov. Elektroenergiya. Peredacha i Raspredelenie. 2018;3(48):60—66. (in Russian).
9. **SO 153-34.20.508.** Instruksiya po Ekspluatatsii Silovykh Kabel'nykh Liniy. Ch. 1. Kabel'nye linii Napryazheniem do 35 kV. (in Russian).
10. **Fedoseev A.M.** Osnovy Releynoy Zashchity. M.-L.: Gosenergoizdat, 1961. (in Russian).
11. **Shabad M.A.** Raschety Releynoy Zashchity i Avtomatiki Raspredelitel'nykh Setey. Spb.: PEIPK, 2010. (in Russian).
12. **Metodicheskie** Ukazaniya po Primeneniyu v PAO «Rosseti Moskovskoy Region» Osnovnykh Tekhnicheskikh Resheniy po Ekspluatatsii, Rekonstruktsii i Novo-

новому строительству электросетевых объектов [Электрон. ресурс] <https://rossetimr.ru/upload/docs-about/osnovnie-documenti/MU-09062022.pdf> (Дата обращения 12.05.2022).

13. **Методические** указания по техническому обслуживанию реле прямого действия. М.: Союзтехэнерго, 1990.

14. **Контактор**. Серия ВА50-43 Про [Электрон. ресурс] [https://www.kontaktor.ru/upload/iblock/f3f/VA50-43Pro\\_catalogue\\_06.2021.pdf](https://www.kontaktor.ru/upload/iblock/f3f/VA50-43Pro_catalogue_06.2021.pdf) (Дата обращения 12.05.2022).

15. **Руководство** по эксплуатации VIP400, VIP410. Защита электрических сетей. Справочное руководство [Электрон. ресурс] <https://www.se.com/ru/ru/download/document/NRJED311206RU//> (Дата обращения 12.05.2022).

16. **Шарыгин М.В., Куликов А.Л., Фальков А.А.** Автоматизация расчета адаптивной многопараметрической релейной защиты для реконфигурируемых распределительных сетей // Релейщик. 2022. № 1(42). С. 12—16.

17. **Шарыгин М.В., Севостьянов А.А., Вуколов В.Ю., Петров А.А.** Применение дифференциально-логической защиты для повышения надежности распределительных сетей // Релейная защита и автоматизация. 2021. № 4(45). С. 10—15.

18. **Булычев А.В. и др.** Цифровая система релейной защиты в распределительных электрических сетях // Электротехника. 2020. № 8. С. 31—35.

mu Stroitel'stvu Elektrosetevykh Ob'ektov [Elektron. Resurs] <https://rossetimr.ru/upload/docs-about/osnovnie-documenti/MU-09062022.pdf> (Data Obrashcheniya 12.05.2022). (in Russian).

13. **Metodicheskie** Ukazaniya po Tekhnicheskomu Obsluzhivaniyu Rele Pryamogo Deystviya. M.: Soyuztekhenergo, 1990. (in Russian).

14. **Kontaktor**. Seriya VA50-43 Pro [Elektron. Resurs] [https://www.kontaktor.ru/upload/iblock/f3f/VA50-43Pro\\_catalogue\\_06.2021.pdf](https://www.kontaktor.ru/upload/iblock/f3f/VA50-43Pro_catalogue_06.2021.pdf) (Data Obrashcheniya 12.05.2022). (in Russian).

15. **Rukovodstvo** po Ekspluatatsii VIP400, VIP410. Zashchita Elektricheskikh Setey. Spravochnoe Rukovodstvo [Elektron. Resurs] <https://www.se.com/ru/ru/download/document/NRJED311206RU//> (Data Obrashcheniya 12.05.2022). (in Russian).

16. **Sharygin M.V., Kulikov A.L., Fal'kov A.A.** Avtomatizatsiya Rascheta Adaptivnoy Mnogoparametricheskoy Releynoy Zashchity dlya Rekonfiguriruemyykh Raspredelitel'nykh Setey. Releyshchik. 2022;1(42): 12—16. (in Russian).

17. **Sharygin M.V., Sevost'yanov A.A., Vukolov V.Yu., Petrov A.A.** Primenenie Differentsial'no-logicheskoy Zashchity dlya Povysheniya Nadezhnosti Raspredelitel'nykh Setey. Releynaya Zashchita i Avtomatizatsiya. 2021; 4(45):10—15. (in Russian).

18. **Bulychev A.V. i dr.** Tsifrovaya Sistema Releynoy Zashchity V Raspredelitel'nykh Elektricheskikh Setyakh. Elektrotehnika. 2020;8:31—35. (in Russian).

#### Сведения об авторе:

**Вольный Владислав Станиславович** — старший преподаватель кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ», соискатель, e-mail: VolnyiVS@mpei.ru

#### Information about author:

**Volnyi Vladislav S.** — Senior Lecturer of Hydro Power Engineering and Renewable Energy Sources Dept., NRU MPEI, Applicant, e-mail: VolnyiVS@mpei.ru

Статья поступила в редакцию: 21.04.2022

The article received to the editor: 21.04.2022

Статья принята к публикации: 24.10.2022

The article has been accepted for publication: 24.10.2022