

Виды повреждений трансформаторов. Виды ненормальных режимов работы трансформаторов.

Старший преподаватель,
к.т.н. Ильин О.В.

Электротехническая промышленность постоянно проводит большую работу по улучшению конструкций и повышению качества изготовления трансформаторов. Тем не менее многолетний опыт эксплуатации силовых трансформаторов в распределительных сетях 6-10кВ указывает на относительно большую вероятность отказа трансформаторов по сравнению с другими элементами сети (шинами, ячейками распределительных устройств).

К основным видам повреждения трансформаторов относятся:

1. Трехфазные и двухфазные К.З. между обмотками внутри бака (корпуса) трансформатора или между наружными выводами обмоток, расположенными на крышке бака.

Междуфазные к.з. – трехфазные и двухфазные наиболее опасные для самого трансформатора поскольку сопровождаются большими токами, во много раз превосходящими номинальный ток трансформатора, и могут вызывать глубокие понижения напряжения в сети.

2. Однофазные замыкания обмотки внутри бака или ее наружного вывода на корпус трансформатора, т.е. на землю.

Однофазные к.з. в сетях с глухозаземленными нейтральями (110кВ и выше) также сопровождаются большими токами, соизмеримыми с токами трехфазных к.з. В сетях с изолированной нейтралью (6-35кВ) замыкания на землю сопровождаются малыми токами (не более 30А)

3. Замыкания между витками одной фазы обмотки, называемые витковыми замыканиями.

При малой доле замкнувшихся витков по отношению к общему числу витков обмотки ток повреждения может быть меньше номинального тока трансформатора. Поэтому витковые замыкания трудно обнаружить. В настоящее время применяется газовая защита, поскольку она реагирует на вытеснение масла из бака трансформатора, вызванное образованием газов.

Причинами возникновения витковых замыканий могут быть длительные перегрузки трансформатора током выше номинального.

Перегрузки и внешние к.з. относятся к **ненормальным режимам**.

- К ним относятся:
 - 1) сверхтоки при перегрузках;
 - 2) сверхтоки, вызванные внешними к.з.;
 - 3) понижение уровня масла (для масляных трансформаторов);
 - 4) повышение напряжения (для сетей 110 кВ и выше).

Сверхтоки при перегрузках

- В соответствии с инструкцией по эксплуатации трансформаторов допустимые значения тока перегрузки и длительность его прохождения через трансформатор определяются по-разному. Аварийные перегрузки допускаются в исключительных случаях, например, при выходе из строя одного из параллельно работающих трансформаторов подстанции или при срабатывании устройств АВР на подстанции или в сети, в результате чего к работающему трансформатору подключается дополнительная нагрузка.
- Для выявления и предотвращения недопустимых перегрузок выполняется максимальная токовая защита, действующая при увеличении тока через трансформатор сверх заданного значения тока срабатывания защиты. Учитывая, что перегрузка является симметричным режимом, т. е. во всех трех фазах трансформатора проходят одинаковые токи перегрузки, эта защита выполняется с помощью одного максимального реле тока, включенного на ток одной из фаз трансформатора.

Таблица 1-1

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов [4]

Трансформаторы	Перегрузка по току, %	Допустимая длительность перегрузки, мин
Масляные	30	120
	45	80
	60	45
	75	20
	100	10
Сухие	20	60
	30	45
	40	32
	50	18
	60	5

- МТЗ на подстанциях с дежурным персоналом защита от перегрузки действует на сигнал, а на подстанциях без постоянного дежурства — должна действовать на разгрузку трансформатора путем автоматического отключения части менее ответственных потребителей.

Сверхтоки, вызванные внешними КЗ

- При близких к.з. на элементах питаемой сети низшего или среднего напряжения через понижающий трансформатор проходят токи, намного превышающие его номинальный ток. Эти токи, называемые сверхтоками к.з., оказывают вредное термическое и динамическое воздействие на обмотки трансформатора. Для ограничения длительности термического воздействия тока к.з. необходимо отключать трансформатор, причем тем быстрее, чем больше значение сверхтока внешнего к.з. Эту задачу выполняет максимальная токовая защита или плавкие предохранители.

- Продолжительность к.з. на зажимах (выводах) трансформатора не должна превышать значения t_k определяемого для масляных и заполненных диэлектриком трансформаторов по формуле:

$$t_k = 1500/k_p^2,$$

где k_p — кратность максимального расчетного тока к.з. по отношению к номинальному току трансформатора.

- Для трансформаторов мощностью менее 1 МВА максимальное расчетное значение тока трехфазного к.з. за трансформатором ($I_{к.макс}$) определяется по значению напряжения к.з. (U_k), которое всегда указывается на паспортном щитке трансформатора. При этом предполагается, что трансформатор подключен к шинам энергосистемы бесконечной мощности, т.е. к шинам неизменного напряжения. Расчет производится по выражению:

$$I_{к. макс}^{(3)} = \frac{100}{u_k} I_{ном Тр}.$$

- Для трансформаторов мощностью 1 МВА и более значение $I_{к. макс}$ определяется с учетом влияния питающей системы в сторону уменьшения тока к.з. Однако ГОСТ ограничивает наибольшую продолжительность к.з. на выводах трансформатора следующими значениями:
 - ✓ при к.з. на сторонах трансформатора с номинальным напряжением 35 кВ и ниже — $t_k \leq 4$ с;
 - ✓ при к.з. на сторонах с номинальным напряжением 110 кВ и выше — $t_k \leq 3$ с.
- Уставки по времени максимальных токовых защит трансформаторов ($t_{с.з}$) и время срабатывания плавких предохранителей, защищающих трансформатор, не должны превышать приведенных выше значений t_k . Как правило, значения $t_{с.з} = 4$ с достаточны для обеспечения селективности действия максимальных токовых защит трансформаторов 110/35/6 кВ, 35/10 кВ и т. п.

Понижение уровня масла

- Трансформаторное масло обеспечивает не только электрическую изоляцию обмоток, но и их охлаждение. Поэтому понижение уровня масла в трансформаторе ниже допустимого представляет большую опасность. Причинами понижения уровня масла могут быть резкое снижение температуры окружающего воздуха или течь в баке трансформатора. О понижении уровня масла сигнализирует газовая защита, которой оборудуются трансформаторы мощностью 630 кВА и выше. Если уровень масла быстро снижается из-за сильной течи в баке трансформатора, газовая защита действует на отключение. В дополнение к газовой защите на трансформаторах могут устанавливаться датчики низкого уровня масла, действующие на сигнал.

Повышение напряжения

- Современные понижающие трансформаторы 110 (220) кВ могут иметь неполную изоляцию обмотки со стороны нулевого вывода (нейтрали) высшего напряжения. Повышение напряжения происходит в том случае, если понижающий трансформатор с изолированной нейтралью 110 (220) кВ и с источником питания на стороне низшего (среднего) напряжения 6—35 кВ остается подключенным к участку сети 110 (220) кВ, где имеется однофазное замыкание на землю, а трансформаторы с глухозаземленной нейтралью отсутствуют. Правила требуют, чтобы возникновение таких недопустимых режимов было исключено.
- Для этого, например, в комплекс сетевых АВР должны входить устройства делительной автоматики, действующей перед срабатыванием АВР и предотвращающей подачу напряжения со стороны сетей 6—35 кВ на понижающий трансформатор с высшим напряжением 110 или 220 кВ.
- Для повышающих трансформаторов и трансформаторов с двух- и трехсторонним питанием должна быть предусмотрена защита, обеспечивающая отключение трансформатора 110(220) кВ с изолированной нейтралью или автоматическое заземление его нейтрали прежде, чем отключатся трансформаторы с глухозаземленными нейтралями, работающие на тот же участок сети с однофазным к.з. на землю.

Короткие замыкания на выводах понижающего трансформатора со стороны питания

На понижающих трансформаторах к.з. может произойти как на выводах высшего напряжения, т. е. со стороны питания, так и на выводах низшего (среднего) напряжения, или за трансформатором.

При повреждении на выводах трансформатора со стороны питания (рис. 1-1) токи к.з. не проходят через трансформатор, но проходят через защиту или плавкие предохранители, установленные перед трансформатором со стороны питания. Векторные диаграммы токов и напряжений при к.з. на выводах трансформатора имеют такой же вид, как при соответствующем виде к.з. на питающей линии или на шинах подстанции.

При трехфазном к. з. токи в месте к. з. одинаковы по значению во всех трех фазах, а их векторы сдвинуты относительно друг друга на 120° (рис. 1-1, а). Напряжения всех трех фаз в месте трехфазного к. з. равны нулю.

При двухфазном к. з. Токи повреждения проходят только в двух замкнувшихся фазах. Их значения равны между собой, а векторы сдвинуты на 180° (рис. 1-1, б). Значения токов в месте двухфазного к. з. для распределительных сетей можно считать

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{к}}^{(3)}.$$

Ток в неповрежденной фазе (А на рис. 1-1, б) при отсутствии тока нагрузки трансформатора равен нулю.

Напряжение неповрежденной фазы сохраняется равным номинальному $U_{\text{ф}}$, а фазные напряжения замкнувшихся фаз уменьшаются в 2 раза по сравнению с номинальным. Междофазное напряжение $U_{\text{мф}}$ поврежденных фаз в месте к. з. равно нулю ($U_{\text{к.в-с}}$ на рис 1-1, б), а два других междофазных напряжения становятся равными $1,5 U_{\text{ф}}$.

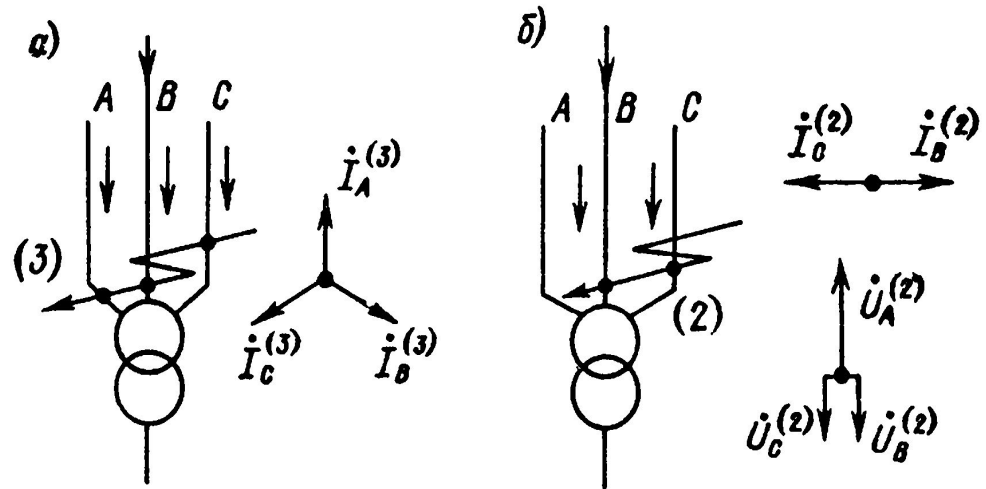


Рис. 1-1. Распределение токов и векторные диаграммы токов и напряжений при металлическом трехфазном (а) и двухфазном (б) к. з. на выводах понижающего трансформатора со стороны питания

Однофазное к.з. на землю на выводе обмотки трансформатора со стороны питающей сети с глухозаземленной нейтралью по-разному рассматривается для двух случаев:

- для трансформатора с изолированной нейтралью обмотки со стороны питания
- с глухозаземленной нейтралью на этой же стороне (рис. 1-2, а и б).

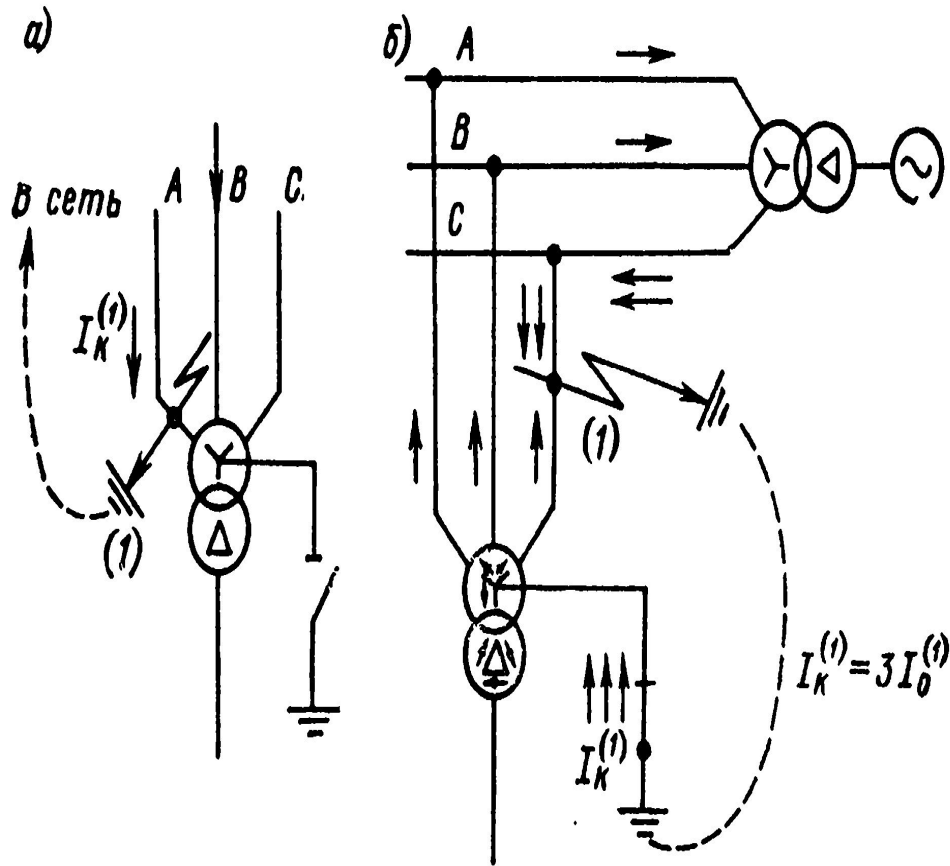


Рис. 1-2. Распределение токов при металлическом однофазном к. з. на землю на выводе понижающего трансформатора со стороны питания (110 кВ и выше) при изолированной (а) и глухозаземленной (б) нейтрали трансформатора

Если трансформатор работает с изолированной Нейтралью (рис 1-2, а), то при отсутствии нагрузки ток проходит только по одной, поврежденной фазе, затем по «земле» возвращается в питающую сеть, где есть трансформаторы с глухозаземленными нейтралями. При работе трансформатора с глухозаземленной нейтралью и однофазном к. з. на землю (рис. 1-2,б) по всем трем фазам трансформатора проходят равные токи к. з.

Таким же образом через понижающий трансформатор с глухозаземленной нейтралью проходят токи и при однофазном к. з. в питающей сети, т. е. при внешнем к. з. Эти токи обычно намного превышают номинальный ток трансформатора, и приходится принимать специальные меры, чтобы защита понижающего трансформатора не реагировала на такие внешние повреждения. Чаще всего этой цели служит соединение трансформаторов тока релейной защиты в треугольник.

Защита трансформаторов плавкими предохранителями

Плавким предохранителем называется коммутационный электрический аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи посредством расплавления специальных токоведущих частей (плавких вставок) под воздействием тока, превышающего определенное значение, с последующим гашением возникающей электрической дуги.

Принцип действия плавкого предохранителя.

Прохождение электрического тока по проводнику сопровождается выделением теплоты, количество которой определяется законом Джоуля — Ленца:

$$Q = 0,24I^2Rt,$$

где Q — количество выделенной теплоты, Дж; I — ток, проходящий по проводнику, А; R — сопротивление проводника, Ом; t — время прохождения тока, сек; 0,24 — коэффициент пропорциональности.

Если в определенном месте электрической сети сделать участок (вставку) с меньшим сечением, а следовательно, существенно большим сопротивлением R , то при опасном для сети увеличении тока именно на этом участке будет выделяться наибольшее количество теплоты, он будет нагреваться сильнее других участков, раньше расплавится и тем самым прекратит прохождение опасного тока и спасет другие элементы сети от повреждения. Таким участком с искусственно пониженной термической стойкостью и является плавкая вставка, наиболее важная часть плавкого предохранителя.

В сетях с большими токами она изготавливается из хорошо

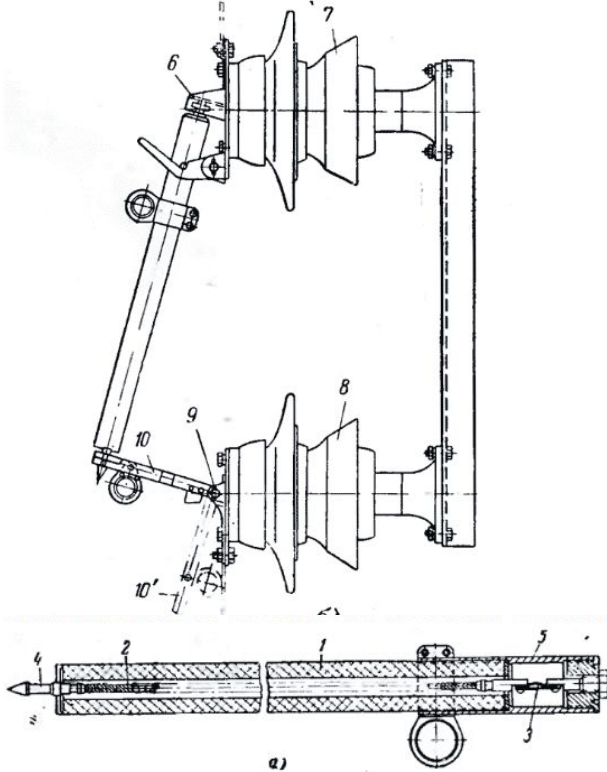
При расплавлении (перегорании) плавкой вставки образуется электрическая дуга. Быстрое гашение электрической дуги—важнейшая задача предохранителя, поскольку только после окончания горения дуги прекращается прохождение аварийного тока по защищаемой электрической сети. По способу гашения дуги предохранители могут быть разделены на две группы:

- предохранители с трубками из газогенерирующего материала, которые обильно выделяют газы при высокой температуре горения электрической дуги и тем самым обеспечивают быстрое гашение дуги;
- предохранители с наполнителем (кварцевым песком), в которых электрическая дуга гасится в канале малого диаметра, образованном телом испарившейся плавкой вставки, между крупинками (гранулами)

Предохранители с трубками из газогенерирующего материала

Плавкий предохранитель имеет корпус **1**, изготовленный из винипласта и имеющий форму трубки. С одной стороны корпус закрыт металлической головкой **5**, внутри которой находится плавкая вставка **3**. Одним концом плавкая вставка соединена с металлической головкой, а другим концом — с гибкой связью **2**. Гибкая связь заканчивается металлическим наконечником **4**, который выступает из открытого конца корпуса предохранителя.

Плавкий предохранитель устанавливается в вертикальной плоскости открытым концом вниз. Металлическая головка зажимается в держателе **6** на верхнем изоляторе **7**. На нижнем изоляторе **8** укреплена ось **9**, вокруг которой вращается контактный нож **10**, стремящийся под действием специальной пружины занять положение **10^I**. При помощи специального выреза контактный нож охватывает металлический наконечник.



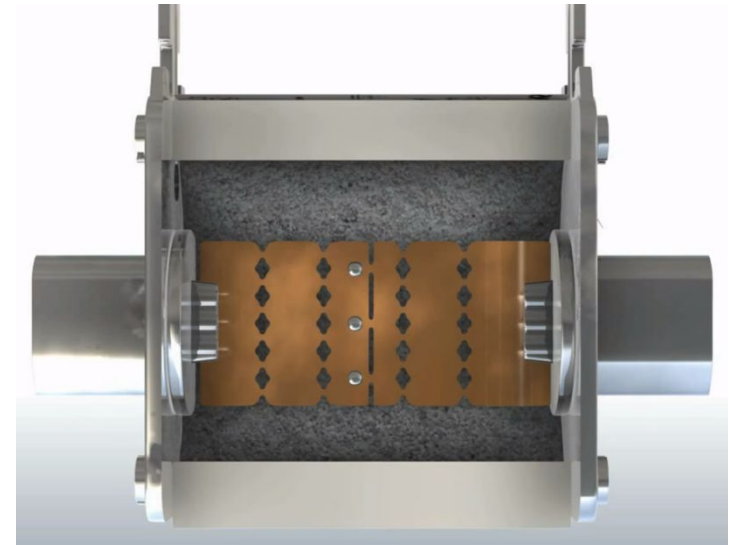
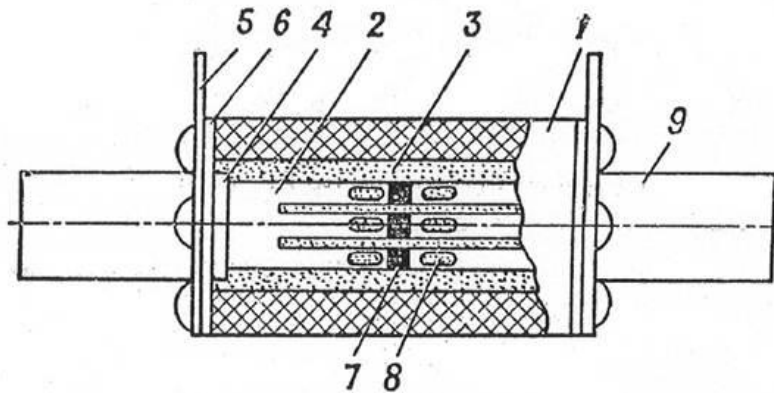
При перегорании плавкой вставки пружина контактного ножа, не встречая более сопротивления, начинает поворачивать нож, и вслед за этим гибкая связь вытягивается из патрона. При этом дуга, возникшая в результате перегорания плавкой вставки, растягивается и втягивается внутрь патрона. А поскольку патрон выполнен из газогенерирующего материала, происходит обильное выделение газов, давление внутри патрона быстро повышается (до 100—120 ат) и образуется продольное дутье. Дуга быстро деионизируется и гаснет. Причем, чем больший ток отключается предохранителем, тем меньше время гашения дуги.

При работе предохранителя, сопровождающейся «выстрелом», происходит выброс гибкой связи, паров металла, пламени и газов, содержащих хлор, на значительное расстояние. Поэтому такие предохранители применяются только для наружной установки.

Во избежание несчастных случаев зона выхлопа, находящаяся под предохранителем, должна быть ограждена.

<https://www.youtube.com/watch?v=i2aMSDoJQfw>

Предохранители с наполнителем (кварцевым песком)



Корпус квадратного сечения **1**, изготавливается из прочного фарфора или стеатита. Внутри корпуса расположены ленточные плавкие вставки **2** и наполнитель - кварцевый песок **3**. Плавкие вставки привариваются к диску **4**, который крепится к пластинам **5**, связанным с ножевыми контактами **9**. Плавкая вставка выполняется из медной ленты толщиной 0,1-0,2 мм. Для получения токоограничивающего эффекта вставка имеет сужения **8**. После срабатывания предохранителя плавкие вставки вместе с диском **4** заменяются, после чего патрон засыпается чистым и сухим песком. Для обеспечения герметичности используется асбестовая прокладка **6**.

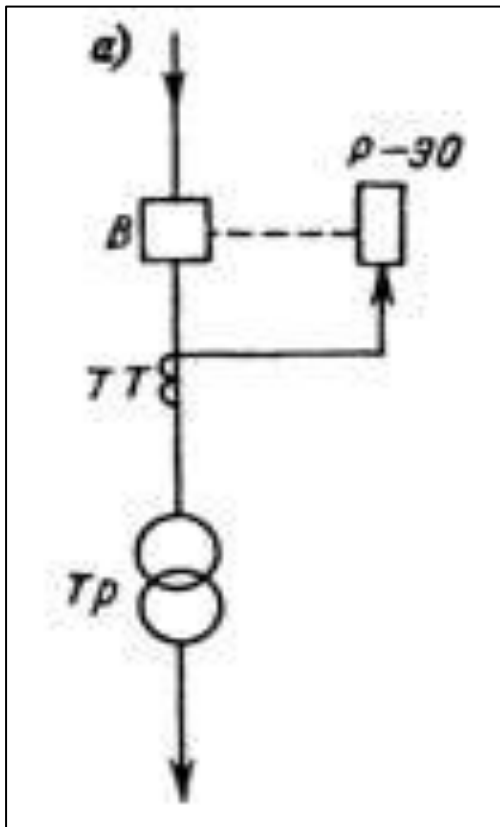
https://www.youtube.com/watch?v=pe_VVahE6Go

Структурная схема релейной защиты трансформаторов

Релейная защита трансформаторов может выполняться с помощью вторичных реле прямого или косвенного действия.

Вторичными называются реле, включенные через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Реле прямого действия выполняют функции измерительного органа тока (напряжения) и одновременно — электромагнита отключения выключателя

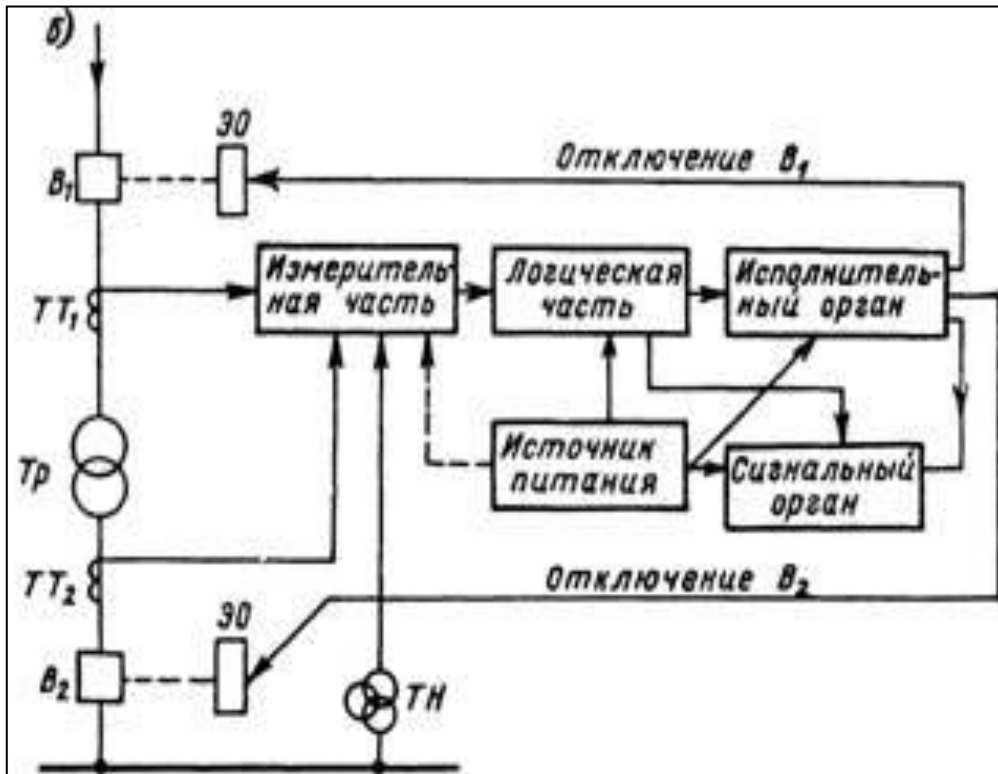


Токовые реле прямого действия используются для выполнения токовой отсечки и максимальной токовой защиты на трансформаторах мощностью не более 1 МВ-А. Это объясняется тем, что реле прямого действия менее точные, чем реле косвенного действия, имеют меньший коэффициент возврата и, следовательно, защита с реле прямого действия получается менее чувствительной.

<https://pomegerim.ru/rza/rele-rt-40.php>

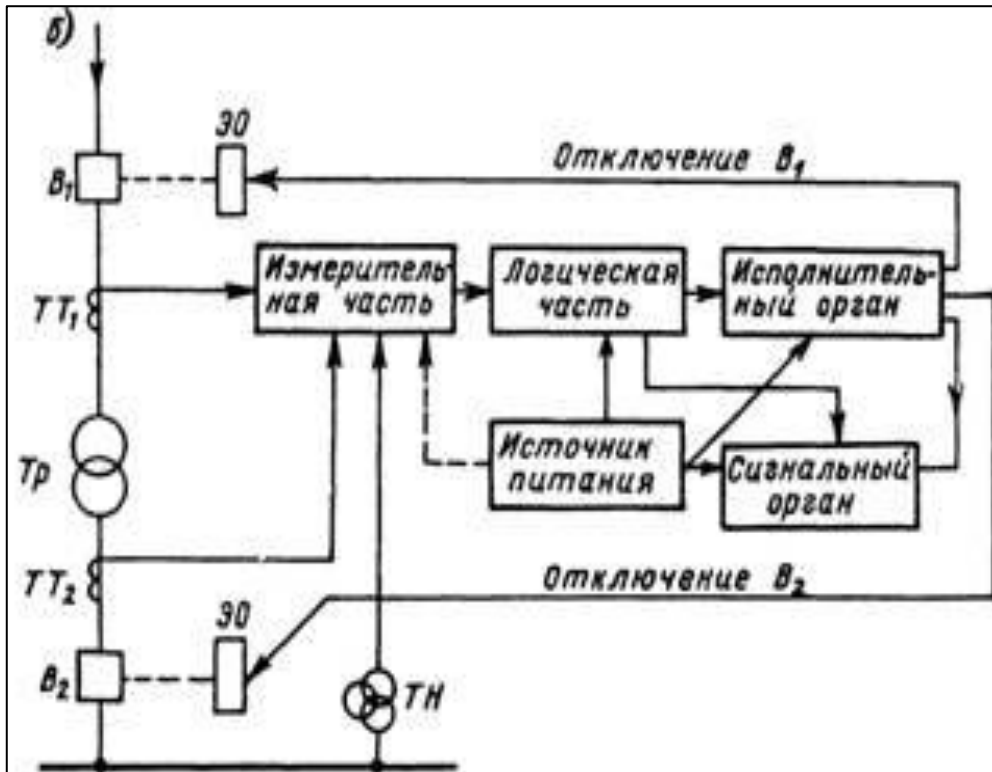
Схема защиты с реле прямого действия

Релейная защита с реле косвенного действия имеет значительно более сложную схему

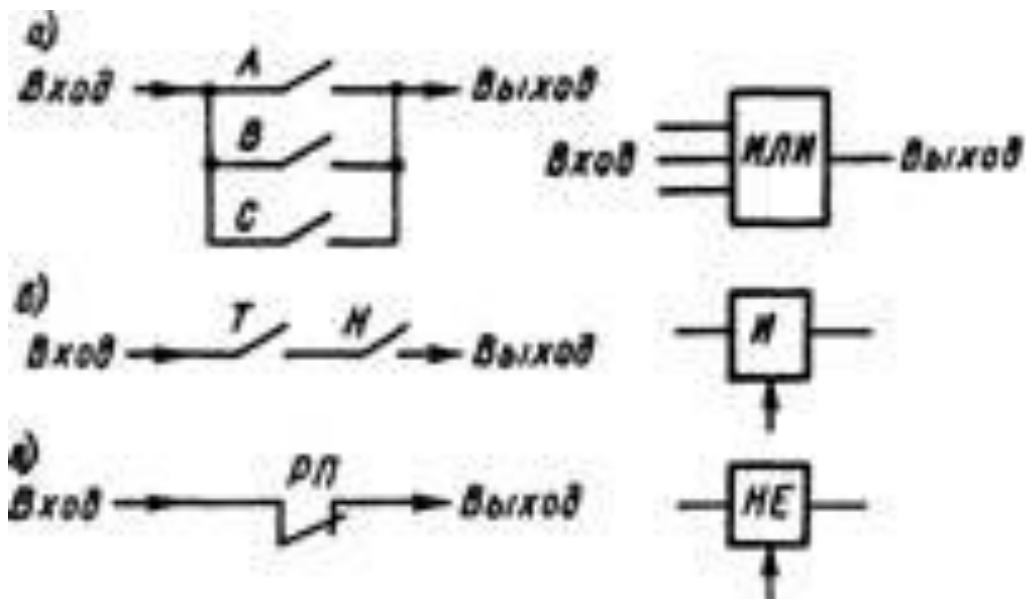


Измерительная часть защиты состоит из измерительных органов (реле), которые непрерывно получают информацию о состоянии защищаемого объекта от трансформаторов тока $ТТ$ и трансформаторов напряжения $ТН$. Когда измеряемая величина (ток, напряжение) достигнет заранее заданного значения, называемого параметром срабатывания или уставкой, измерительный орган срабатывает и подает сигнал на логическую часть защиты.

Релейная защита с реле косвенного действия имеет значительно более сложную схему



Логическая часть релейной защиты предназначена для выполнения логических операций сложения, умножения, отрицания и задержки.



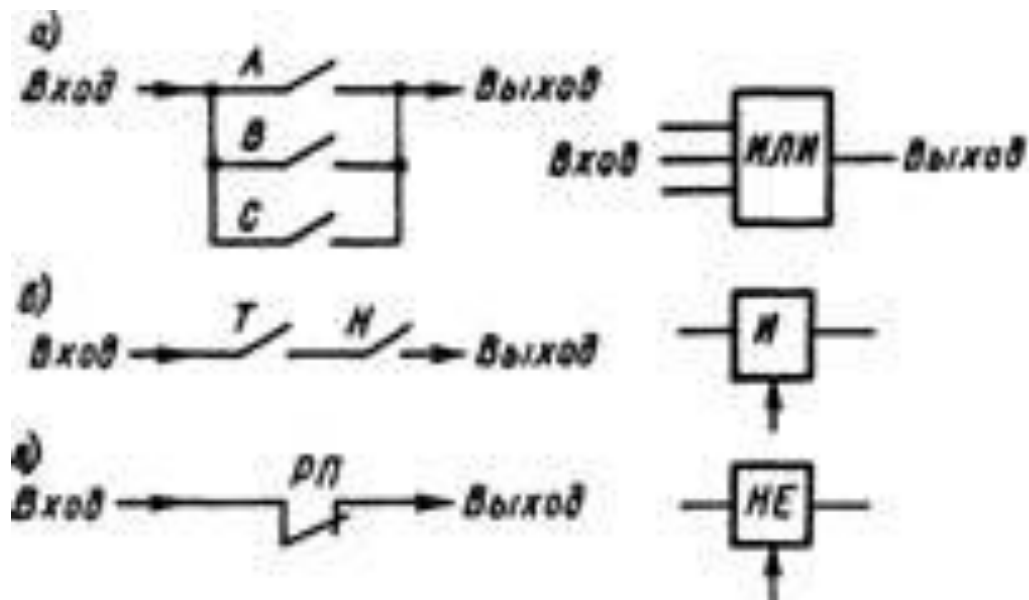
Логическая часть релейной защиты предназначена для выполнения логических операций сложения, умножения, отрицания и задержки.

а) Логическая операция сложения осуществляется элементом **ИЛИ** и соответствует параллельному соединению замыкающих контактов двух или трех реле.

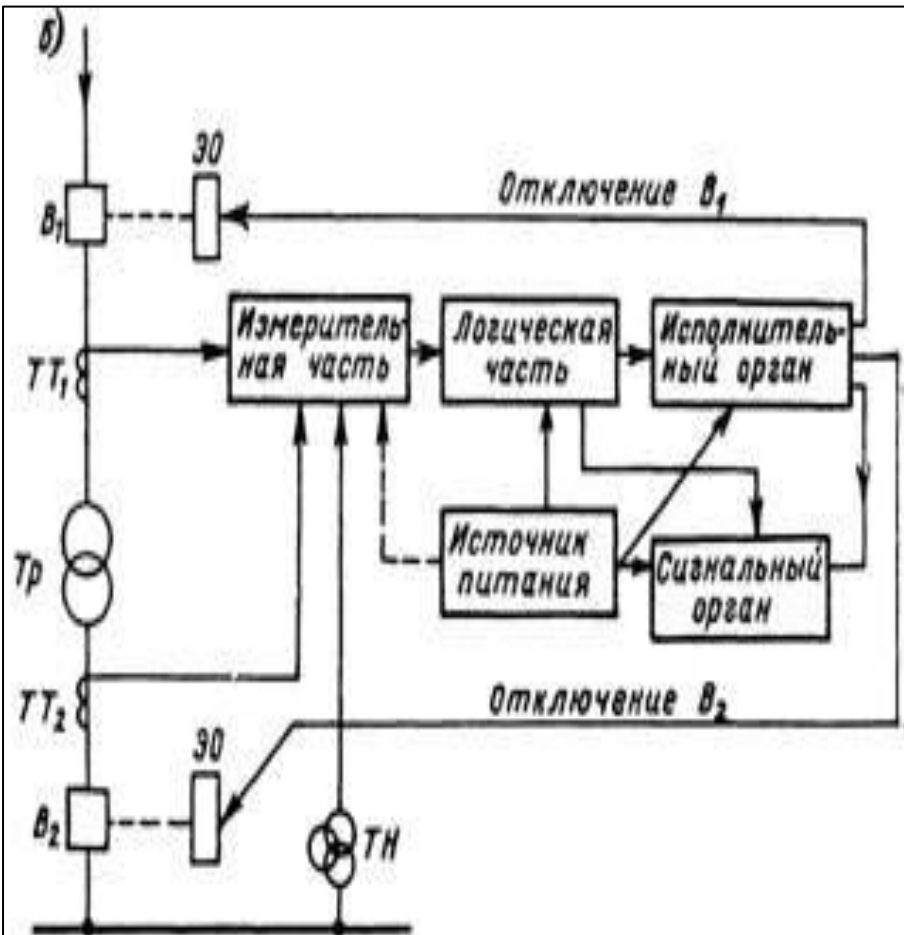
Эта операция осуществляется, например, в схемах максимальных и дифференциальных токовых защит трансформаторов, в которых для отключения достаточно срабатывания хотя бы одного из токовых реле: А, или В, или С.

б) Логическая операция умножения осуществляется логическим элементом **И** и соответствует последовательному соединению замыкающих контактов.

Такая операция используется, например, в схеме МТЗ с пусковым органом по напряжению. Для отключения трансформатора необходимо, чтобы сработали одновременно и токовый орган и орган напряжения.

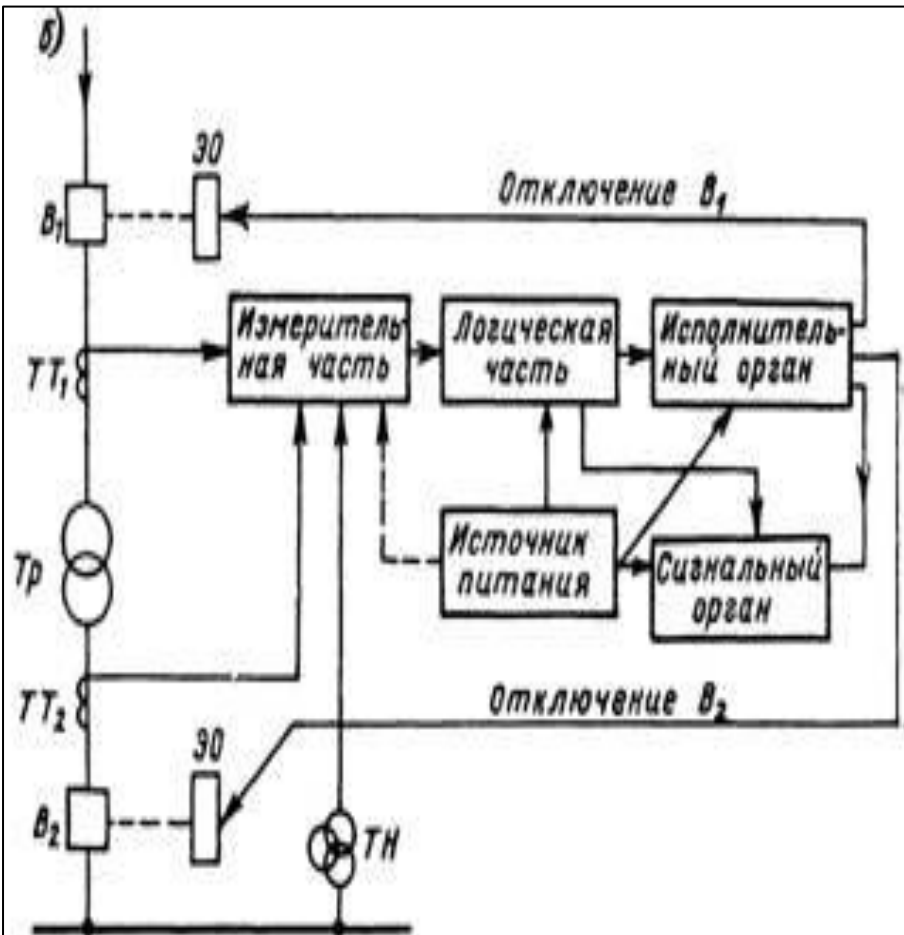


в) Логическая операция отрицания **НЕ** выполняется в тех случаях, когда необходимо запретить действие какого-либо одного устройства при срабатывании другого. Например, запретить автоматическое повторное включение (АПВ) трансформатора при действии его газовой и дифференциальной защит, поскольку АПВ поврежденного трансформатора опасно и нецелесообразно.



Логические операции задержки выполняются в основном с помощью реле времени, а при небольших задержках — с помощью специальных промежуточных реле. Логическая часть действует на отключение выключателей или включение короткозамкнателей через исполнительный орган защиты (усиление и размножение командных сигналов).

Исполнительный орган состоит из двух или трех промежуточных реле, контакты которых рассчитаны на относительно большие токи, потребляемые ЭО выключателей и короткозамкнателей. Исполнительный орган действует таким образом, чтобы отключить поврежденный трансформатор со всех сторон.



Сигнальный орган защиты предназначен для фиксирования и сигнализации срабатывания отдельных элементов и всей защиты в целом. По сигналам этого органа дежурный персонал узнает о повреждениях и ненормальных режимах на подстанции, а персонал службы релейной защиты анализирует действия защитных устройств.

Логическая часть, исполнительный и сигнальный органы защиты, а также электромагниты управления коммутационных аппаратов требуют **источника питания**, который обеспечивает их оперативным током. Для измерительной части, выполненной на полупроводниковых элементах, также требуется источник питания (штриховая линия на рисунке).

Оперативный ток на трансформаторных подстанциях

- Оперативным называется ток, обеспечивающий работу логической (в ряде случаев и измерительной) части релейной защиты, ее исполнительного и сигнального органов, а также электромагнитов управления коммутационных аппаратов.
- Источники оперативного тока должны всегда, в любых аварийных режимах обеспечивать такие значения напряжения и мощности, которые гарантируют надежное действие защиты и электромагнитов управления коммутационных аппаратов.

На подстанциях распределительных сетей могут применяться следующие виды оперативного тока и их источники

Постоянный:

- аккумуляторные батареи

Выпрямленный:

- Блоки питания тока и напряжения (БПТ и БПН)

Переменный:

- измерительные трансформаторы тока ТТ;
- измерительные трансформаторы напряжения ТН;
- трансформаторы собственных нужд.

Ток разряда конденсаторов:

- предварительно заряженные конденсаторы, собранные в блоки БК, совместно с блоками для заряда конденсаторов УЗ или БПЗ

Аккумуляторная батарея

Плюсы Из всех перечисленных источников оперативного тока принципиально самым надежным, так как она обеспечивает питание защитных устройств с необходимыми значениями напряжения и мощности во время самых тяжелых аварийных режимов, когда на подстанции может полностью исчезнуть первичное напряжение.

Минусы значительно дороже других источников оперативного тока, требуют специальных помещений, зарядных агрегатов, специалистов для обслуживания;

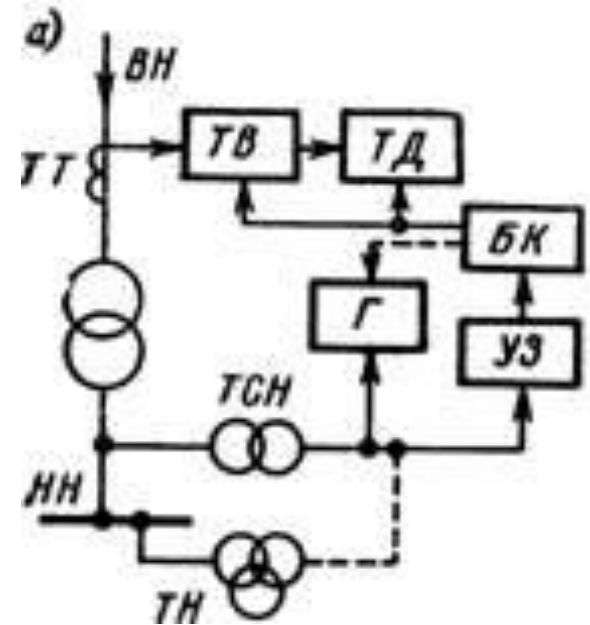
- надежность обеспечивается только при условии систематического квалифицированного обслуживания

Источники переменного оперативного тока – ТТ, ТН, ТСН

Обеспечивают надежное питание защитных устройств только в случае их совместного применения.

Например при междуфазных к.з., сопровождающихся увеличением тока и глубоким снижением напряжения, очевидно, нельзя использовать в качестве источников оперативного тока ТН и ТСН, включенные на стороне НН или СН трансформаторной подстанции, но можно использовать ТТ, установленные для защиты трансформатора.

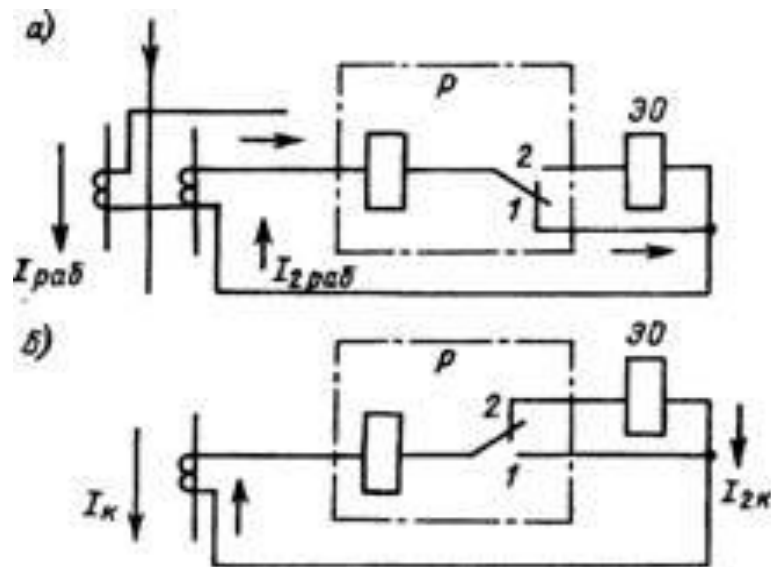
При других видах повреждения, например при витковом замыкании в обмотке трансформатора или уходе масла из-за неисправности бака трансформатора, а также при перегрузках напряжение на - подстанции не снижается, поэтому ТН и ТСН вполне могут быть использованы в качестве источников оперативного тока для газовой защиты, а также максимальной токовой защиты от сверхтоков, обусловленных перегрузкой.



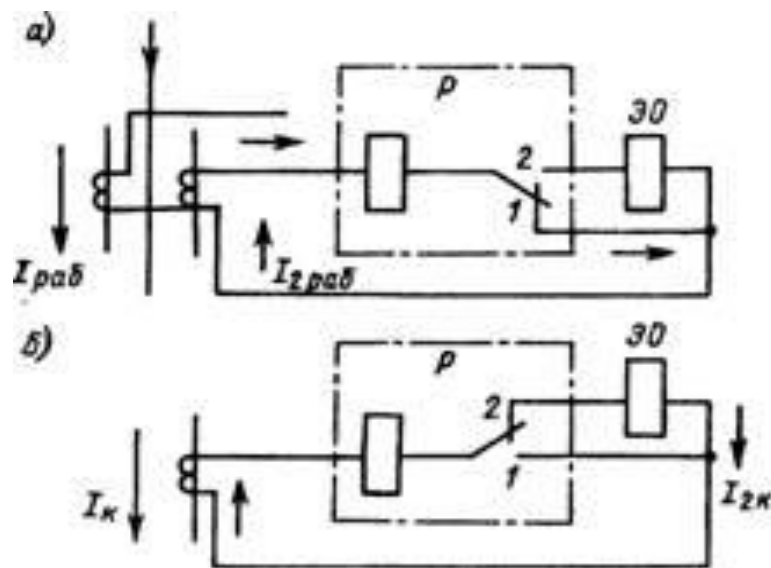
Трансформаторы тока как источники оперативного переменного тока

Трансформаторы тока используются в качестве источников оперативного переменного тока в схемах с дешунтированием электромагнитов управления ЭО и ЭВ. Принцип действия этой схемы заключается в том, что в нормальном режиме электромагнит управления зашунтирован контактами специального реле и через него не проходит ток, а при к. з. после срабатывания специального реле этот электромагнит дешунтируется, через него проходит ток и он срабатывает.

На рис.а показана схема с дешунтированием ЭО при нормальном режиме, когда по защищаемому элементу проходит рабочий ток $I_{раб}$. Электромагнит ЭО зашунтирован размыкающим контактом 1 специального реле Р. Дополнительно цепь ЭО разомкнута замыкающим контактом 2 этого же реле для того, чтобы на ЭО не было подано напряжение и не создавалась возможность излишнего срабатывания ЭО при нарушении цепи шунтирующего контакта 1. В этом режиме вторичный ТОК $I_{2раб}$ проходит ТОЛЬКО через реле Р.



При возникновении К.З. на защищаемом элементе (трансформаторе, линии) реле Р срабатывает и переключает свои контакты 1 и 2 в положение, показанное на рис.б. При переключении сначала замыкается контакт 2, а затем размыкается контакт 1 для того, чтобы не создавался даже кратковременно опасный режим работы трансформатора тока ТТ с разомкнутой вторичной обмоткой. При замыкании контакта 2 и размыкании контакта 1 электромагнит ЭО дешунтируется и по нему проходит тот же вторичный ток к.з. $I_{2к}$, что и по катушке реле Р.



Применяемые схемы рассчитаны таким образом, что мощность, отдаваемая трансформатором тока ТТ, достаточна для срабатывания стандартного ЭО выключателя 6—35 кВ и ЭВ короткозамыкателя 35—110 кВ.

Блоки питания тока (БПТ) и напряжения (БПН)

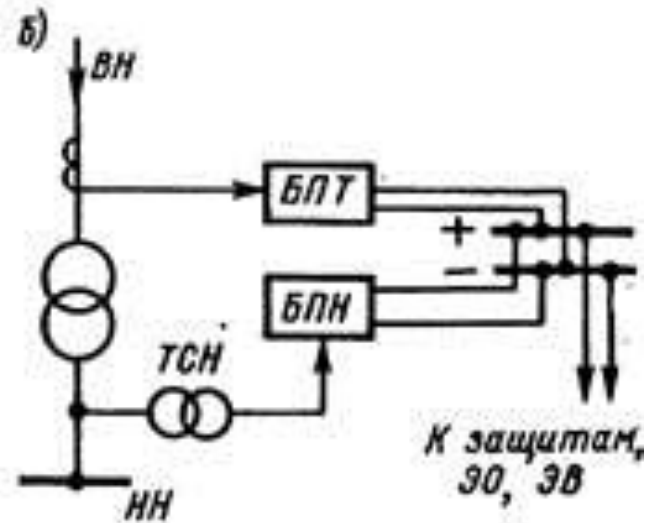
Токовый блок питания БПТ обеспечивает выпрямленное напряжение на общих шинках оперативного тока «+» и «—» при между- фазных коротких замыканиях, сопровождающихся большими токами через ТТ.

Блок питания БПН включен на переменное напряжение трансформатора собственных нужд ТСН и обеспечивает выпрямленное напряжение на тех же шинках оперативного тока при таких повреждениях и ненормальных режимах, при которых напряжение на шинах НН подстанции сохраняется нормальным или близким к

нормальному (витковые замыкания в трансформаторе, перегрузка, уход масла).

Блок БПН обеспечивает выпрямленное напряжение также для операций оперативного включения и отключения коммутационных аппаратов.

От общих шинок выпрямленного оперативного тока получают питание все устройства релейной защиты, электромагнит отключения выключателя В, электромагнит включения короткозамыкателя КЗ.



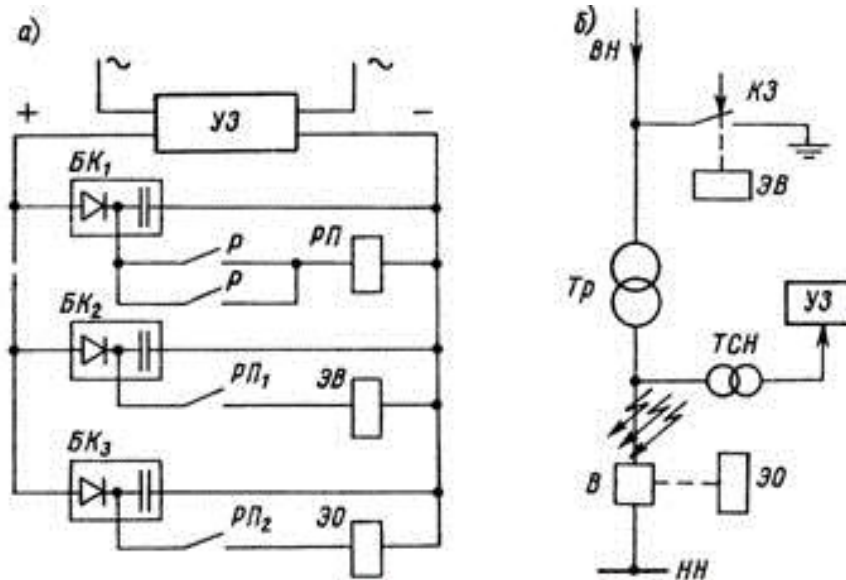
Предварительно заряженные конденсаторы и зарядные устройства

Предварительно заряженный конденсатор является независимым (автономным) источником оперативного тока, т. е. он обеспечивает питание устройства защиты или электромагнита управления в любых аварийных ситуациях, в том числе при полном исчезновении напряжения и отсутствии тока к. з. на защищаемом объекте.

Накопленная в конденсаторе энергия сохраняется в течение достаточно длительного времени (**минуты**) после полного исчезновения напряжения на подстанции и прекращения заряда конденсатора зарядным устройством **УЗ**.

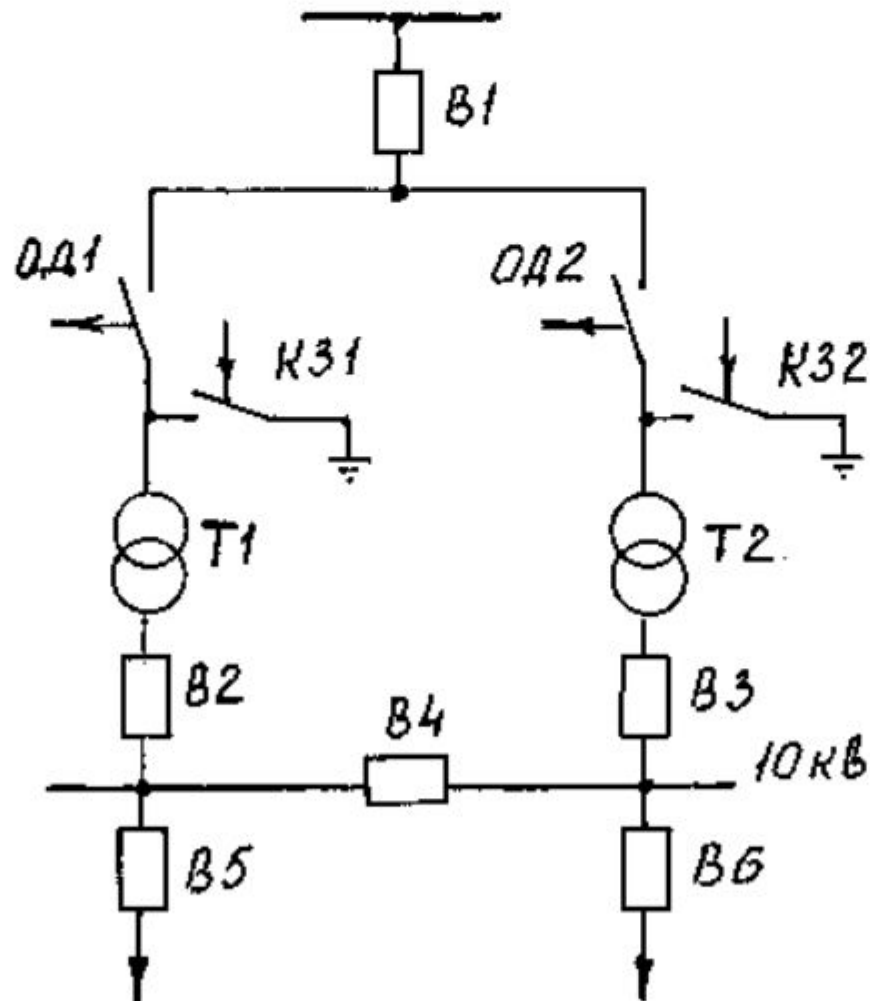
Предварительно заряженные конденсаторы применяются в качестве независимого источника оперативного тока практически на всех упрощенных подстанциях, причем в ряде случаев не только для отключения **ОД** в бестоковую паузу, но также для обеспечения работы токовых защит трансформатора и включения **КЗ**, если схема с дешунтированием **ЭО (ЭВ)** не может быть использована.

На схеме показана часть принципиальной схемы релейной защиты трансформатора, где в качестве источника оперативного тока использованы предварительно заряженные блоки конденсаторов **БК1—БК3**. Заряд конденсаторов осуществляется специальным зарядным устройством **УЗ** в течение всего периода нормальной работы подстанции.



При повреждении трансформатора срабатывают измерительные реле защиты **Р** (дифференциальной, максимальной токовой, газовой). При замыкании любого из контактов **Р** (схема ИЛИ) создается замкнутая цепь разряда конденсаторов **БК1** на катушку промежуточного реле **РП**, которое срабатывает за счет энергии, запасенной в этих конденсаторах. При срабатывании реле **РП** замыкаются его контакты **РП1** и **РП2**, создавая самостоятельные цепи разряда конденсаторов **БК2** и **БК3**, соответственно, на **ЭВ** короткозамыкателя **КЗ** и **ЭО** выключателя **В**.

Принцип действия защиты при операциях с отделителем и короткозамыкателем



- По сигналу защитного реле включается короткозамыкатель и в цепи возникает искусственное короткое замыкание. Под действие тока КЗ срабатывает выключатель защиты В1 и оба трансформатора Т1 и Т2 обесточиваются. С помощью релейной защиты трансформатора Т1 отключается также выключатель В2, после чего с некоторой выдержкой отключается отделитель ОД1. Затем, так как режим искусственного КЗ оказался отключенным, снова включается выключатель В1, то есть срабатывает АПВ (автоматическое повторное включение) этого выключателя. Если до аварии выключатель В4 был отключен, то после включения выключателя В1 он может быть включен, то есть сработает АВР (автоматический ввод резерва). При этом будет восстановлено питание потребителей на шинах 10 кВ первой трансформаторной группы.
- Эффективность такой схемы тем выше, чем больше номинальное напряжение сети. Указанный эффект достигается за счет отсутствия выключателей на стороне 35-220 кВ, а также аккумуляторных батарей и компрессорных установок. Уменьшается площадь подстанции. Сокращаются сроки строительства.

Принципы выполнения релейной защиты понижающих трансформаторов

Типы релейной защиты трансформаторов

Для защиты понижающих трансформаторов от повреждений и ненормальных режимов на основании расчета применяются следующие основные типы релейной защиты:

1. Продольная дифференциальная защита — от коротких замыканий в обмотках и на их наружных выводах, для трансформаторов мощностью, как правило, 6,3 МВ-А и выше; с действием на отключение трансформатора.
2. Токовая отсечка без выдержки времени — от коротких замыканий на наружных выводах *ВН* трансформатора со стороны питания и в части обмотки *ВН*, для трансформаторов, не оборудованных продольной дифференциальной защитой; с действием на отключение.
3. Газовая защита — от всех видов повреждений внутри бака (кожуха) трансформатора, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также от понижения уровня масла, для масляных трансформаторов мощностью, как правило, 6,3 МВ-А и выше; с действием на сигнал и на отключение.

4. Максимальная токовая защита (с пуском или без пуска по напряжению)—от сверхтоков, обусловленных внешними междуфазными короткими замыканиями на сторонах *НН* или *СН* трансформатора, для всех трансформаторов, независимо от мощности и наличия других типов релейной защиты; с действием на отключение.

5. Специальная токовая защита нулевой последовательности, устанавливаемая в нулевом проводе трансформаторов с глухозаземленной нейтралью (как правило, 0,4 кВ); с действием на отключение.

6. Максимальная токовая защита в одной фазе — от сверхтоков, обусловленных перегрузкой, для трансформаторов начиная с 400 кВ*А, у которых возможна перегрузка после отключения параллельно работающего трансформатора или после срабатывания местного или сетевого АВР; с действием на сигнал или на автоматическую разгрузку.

Таким образом, на понижающих трансформаторах релейная защита осуществляется с помощью нескольких типов защит, дополняющих и резервирующих друг друга. Такое резервирование называется ближним.

Для повышения эффективности ближнего резервирования следует стремиться к повышению чувствительности защит, к применению более совершенных типов защиты, например, дифференциальной защиты вместо токовой отсечки для трансформаторов мощностью менее $6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Примеры сочетания нескольких типов защит на трансформаторе приведены на слайде.

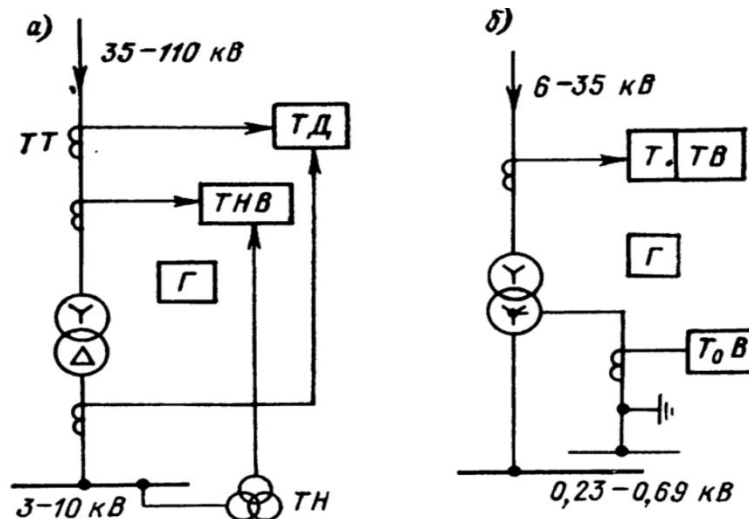


Рис. 4-1. Типы защит понижающих трансформаторов с высшим напряжением 35—110 кВ (а) и 6—35 кВ (б)
 ТД — токовая дифференциальная; ТНВ — максимальная токовая с пуском по напряжению с выдержкой времени; Г — газовая; Т — токовая отсечка; Т₀В — специальная токовая защита нулевой последовательности от к. з. на землю

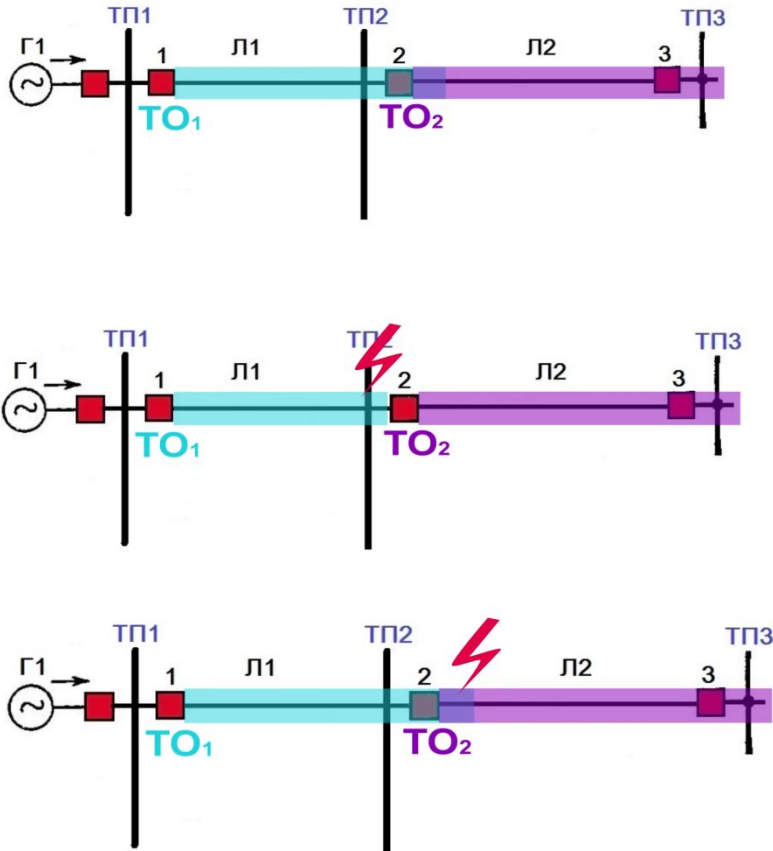
Наряду с ближним резервированием защита понижающего трансформатора должна осуществлять *дальнее* резервирование, т. е. действовать при к.з. в сети НН или СН в случаях отказа собственной защиты или выключателя поврежденного элемента этих сетей. Осуществлять дальнее резервирование способны лишь защиты с относительной селективностью. Из перечисленных защит трансформаторов к ним относятся только максимальная токовая защита от внешних междуфазных к.з. и специальная токовая защита нулевой последовательности от однофазных к.з. на землю в сети 0,4 кВ. При разработке схем этих защит и при выборе параметров срабатывания (уставок) следует стремиться к увеличению их чувствительности.

ТИПЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Применяются следующие основные типы релейной защиты трансформаторов:

- Токовая отсечка
- Максимальная токовая защита
- Дифференциальная токовая защита
- Газовая защита
- Специальная токовая защита нулевой последовательности от однофазных к.з на землю на стороне НН (0,4 кВ)

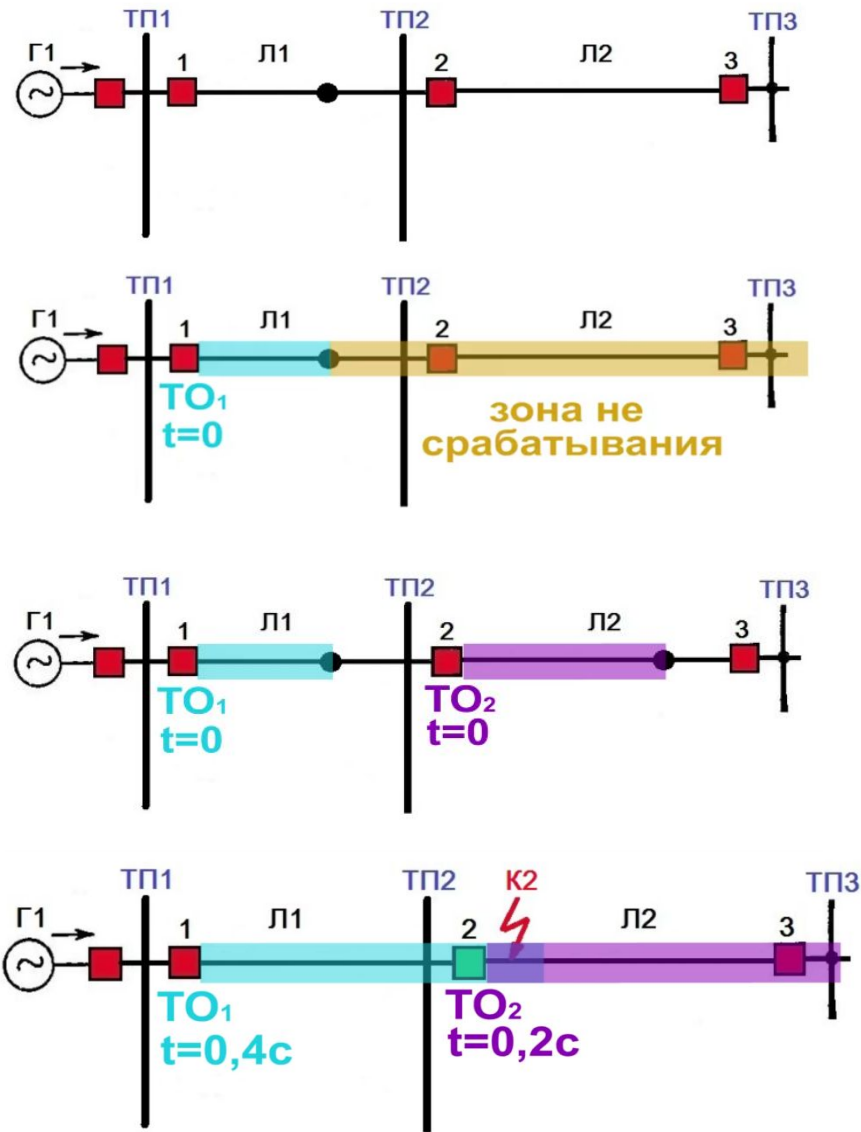
Токовая отсечка



Рассмотрим применение **ТО** на примере защиты линии.

Уставка токовой отсечки **ТО** рассчитывается из тока КЗ в конце защищаемого ей участка. Если рассчитать ток КЗ на шинах ТП2, то он будет мало чем отличаться от токов КЗ на некотором удалении за выключателем В2, т.е. за шинами ТП2.

Поэтому в этом месте зоны действия токовых отсечек при КЗ пересекутся, сработают и выключатель В1 и выключатель В2. Подстанция ТП2 потеряет полностью питание, т.е. произойдет не селективное отключение.



В целях исключения не селективного отключения подстанции определяется точка **Л1** на линии не доходя до подстанции **ТП2** и для нее рассчитывается уставка тока отсечки.

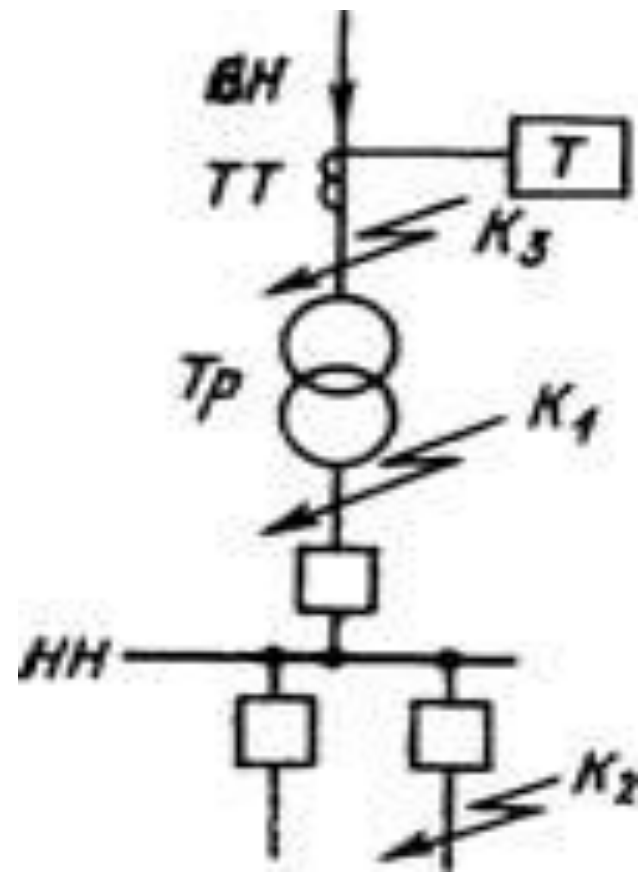
За этой точкой для **ТО** мертвая зона (зона не срабатывания) и эта **ТО** будет работать с выдержкой времени $T=0$ сек.

Неизбежно получаются мертвые зоны, для избежания их появления вводят выдержку по времени, причем чем дальше **ТО** от источника, тем меньше выдержка по времени.

Тогда при КЗ в точке **К2** сработает не сразу **ТО1** и **ТО2**, а та у которой меньше время выдержки, т.е. та которая находится ближе к точке КЗ.

Применение ТО при защите трансформатора:

- Применительно к понижающим трансформаторам в зону действия отсечки входит только часть обмотки трансформатора со стороны ВН, где включены реле отсечки.
- При к.з за трансформатором отсечка ни в коем случае не должна приходить в действие. Это условие обеспечивается тем, что ток отсечки выбирается большим, чем максимальный ток к.з. Благодаря этому токовая отсечка не может сработать и при к.з на отходящих линиях НН, и, следовательно, может быть выполнена без выдержки времени.
- Относится к группе защит с абсолютной селективностью.



- Достоинства:

Быстродействие, простота выполнения.

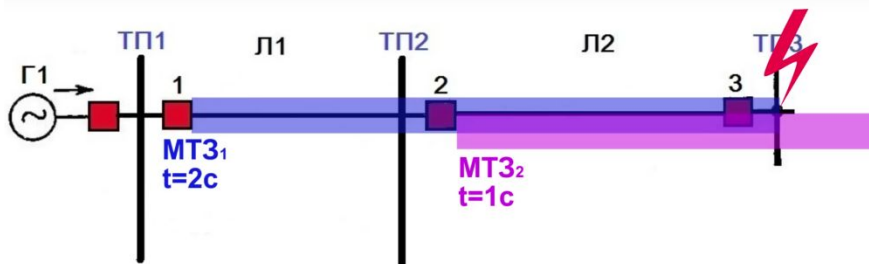
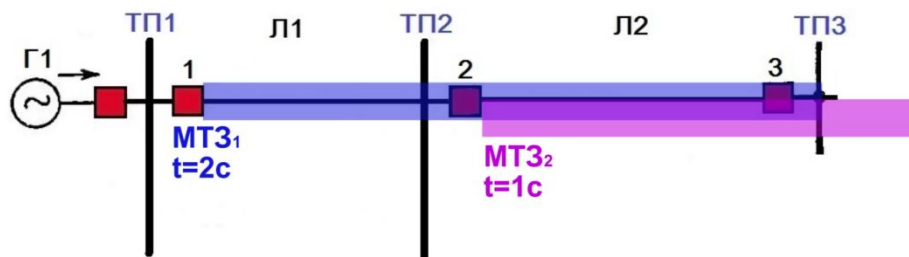
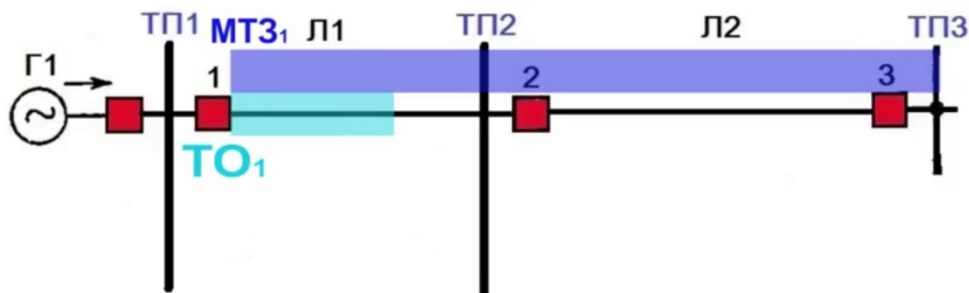
- Недостатки:

Не защищает трансформатор при к.з на выводах НН и в части обмотки, а так же не способна резервировать к.з на отходящих линиях НН.

Область применения:

- Токовой отсечкой должны быть оборудованы все понижающие трансформаторы, с высшим напряжением 3кВ и выше, мощность до 6,3 МВ*А.

Максимальная токовая защита



Рассмотрим применение **МТЗ** в качестве дальнего резервирования на примере защиты линии.

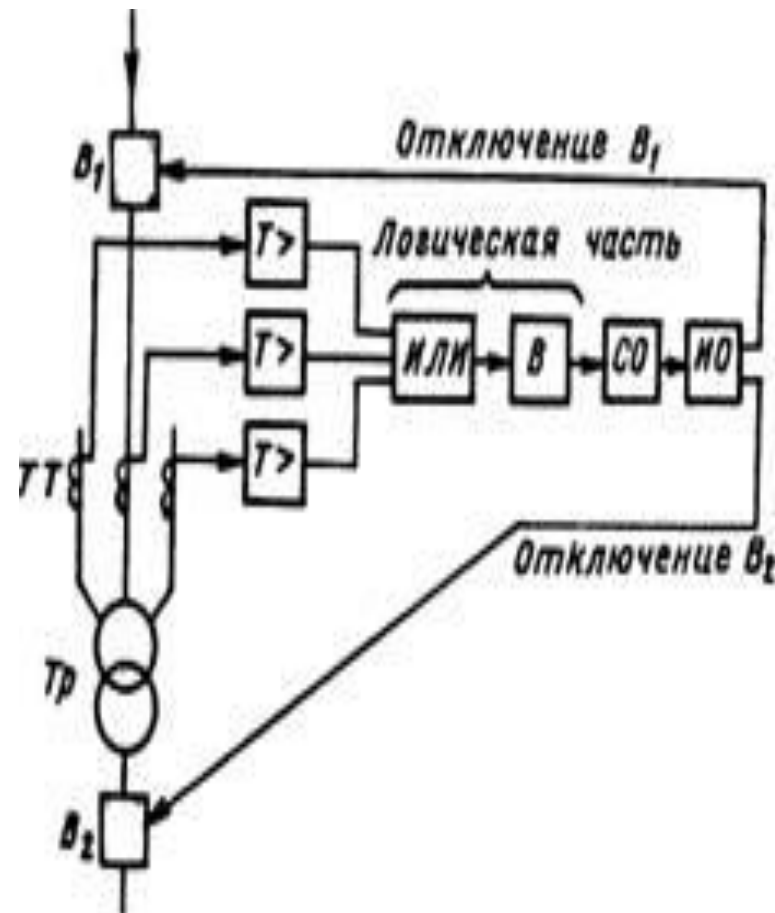
Если **ТО** предназначена для защиты своего участка линии, то у **МТЗ** в зону охвата входит помимо своего участка линии ещё и следующий участок.

У **МТЗ** есть свои выдержки по времени, чем ближе к источнику питания тем время выдержки больше. В таком случае **МТЗ1** линии **Л1** является резервом для **МТЗ2** линии **Л2**.

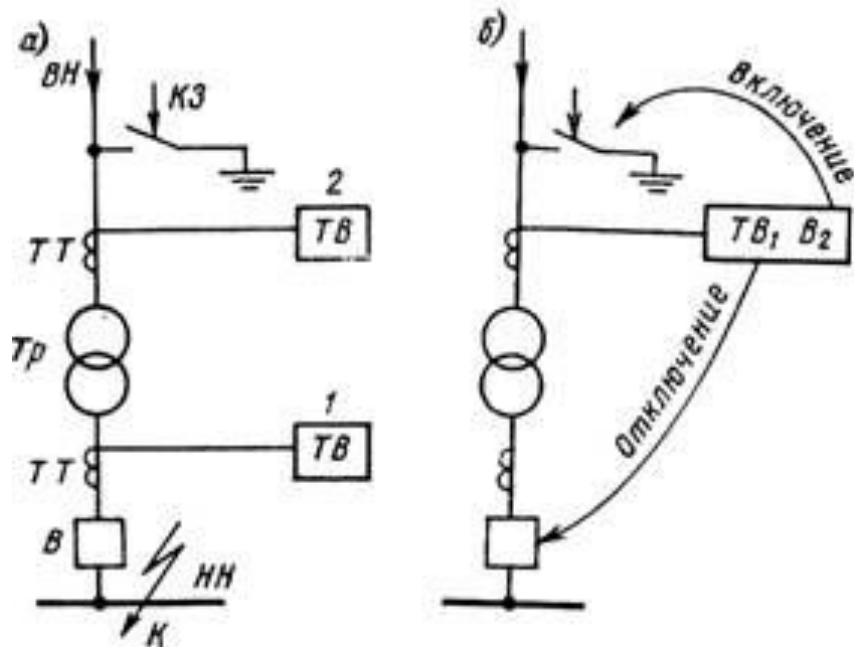
Ток уставки для **МТЗ1** отстраивается от тока **КЗ** в конце линии **Л2**

МТЗ при защите трансформатора

- МТЗ срабатывает при увеличении тока защищаемого элемента сверх установленного тока срабатывания (уставки).
- Причинами увеличения тока могут являться к.з в обмотке трансформатора, к.з за трансформатором (внешнее к.з), а так же при перегрузка.
- МТЗ - единственная из всех типов защит, которая осуществляет дальнейшее резервирование, т.е защиту элементов сети низшего напряжения в случае к.з на каком-либо из элементов и отказе его собственной защиты.



- МТЗ на двухобмоточном трансформаторе:



На двухобмоточных трансформаторных подстанциях могут предусматриваться два комплекта МТЗ, из которых комплект 1 действует с меньшей выдержкой времени на отключение выключателя В, а комплект 2 – на выключение короткозамыкателя КЗ с большей выдержкой времени. Это необходимо для того, чтобы при КЗ на шинах низкого напряжения (10 или 6кВ) не включался короткозамыкатель и не отключалась питающая линия 35-110кВ, от которой могут питаться еще несколько подстанций.

- **Достоинства:**

Простота выполнения и обслуживания, малая стоимость.

- **Недостатки:**

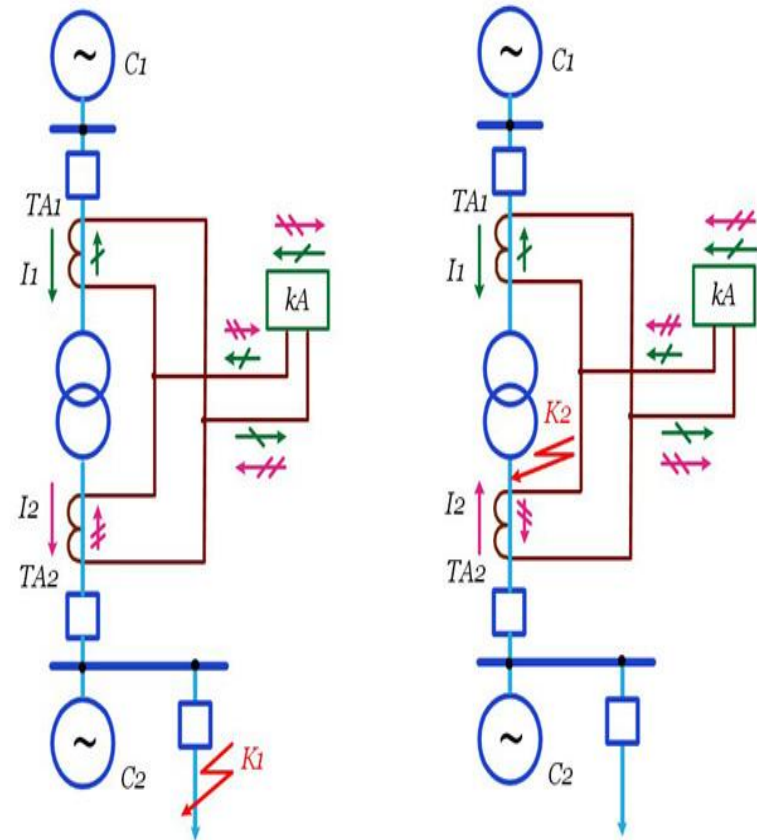
Трудность отстройки от токов перегрузки, относительно медленно отключение к.з (несколько секунд), невозможность селективной настройки в сетях с двухсторонним питанием, а так же на параллельно работающих трансформаторах и линиях.

Область применения:

- На трансформаторах мощностью 1МВ*А и более МТЗ предназначается для действия в качестве основной защиты при к.з на шинах низшего и среднего напряжения и в качестве резервной- при к.з на отходящих элементах сетей низшего и среднего напряжения.

Дифференциальная токовая защита:

- Принцип основан на сравнении токов, протекающих через участки между защищаемым участком линии или защитным аппаратом.
- В зону защиты входят выводы трансформатора и его обмотки.
- По принципу действия диф.защита не реагирует на повреждения вне ее зоны действия, т.е на соседних элементах (линиях, двигателях и т. п) и поэтому может быть выполнена без выдержки времени. Эта защита относится к группе защит с абсолютной селективностью.

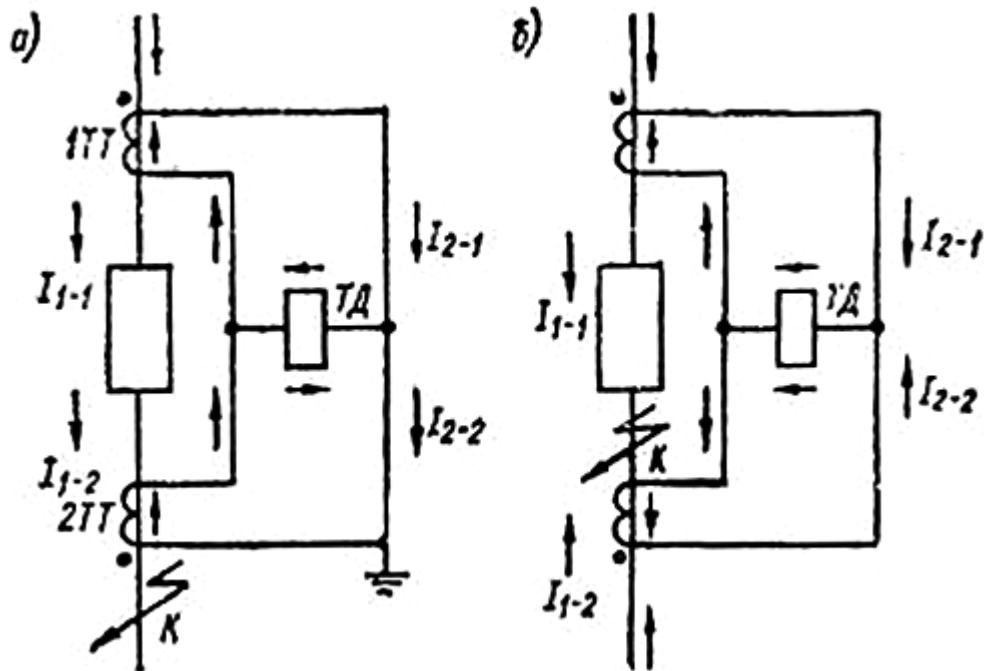


Применяется для защиты:

- трансформаторов
- автотрансформаторов
- генераторов
- генераторных блоков
- двигателей
- воздушных линий электропередачи и сборных шин

Дифференциальная защита

Принцип действия дифференциальной защиты основан на сравнении фазных токов, протекающих в пределах защищаемого участка линии (или аппарата).



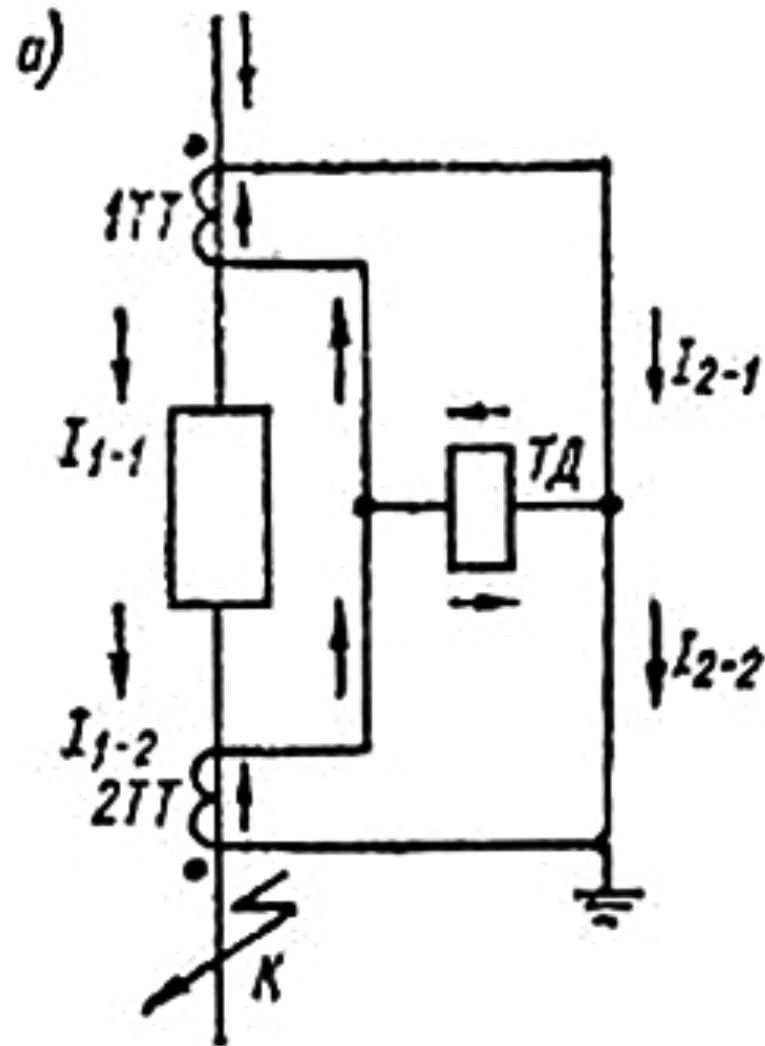
Принципиальная схема дифференциальной защиты с циркулирующими токами:

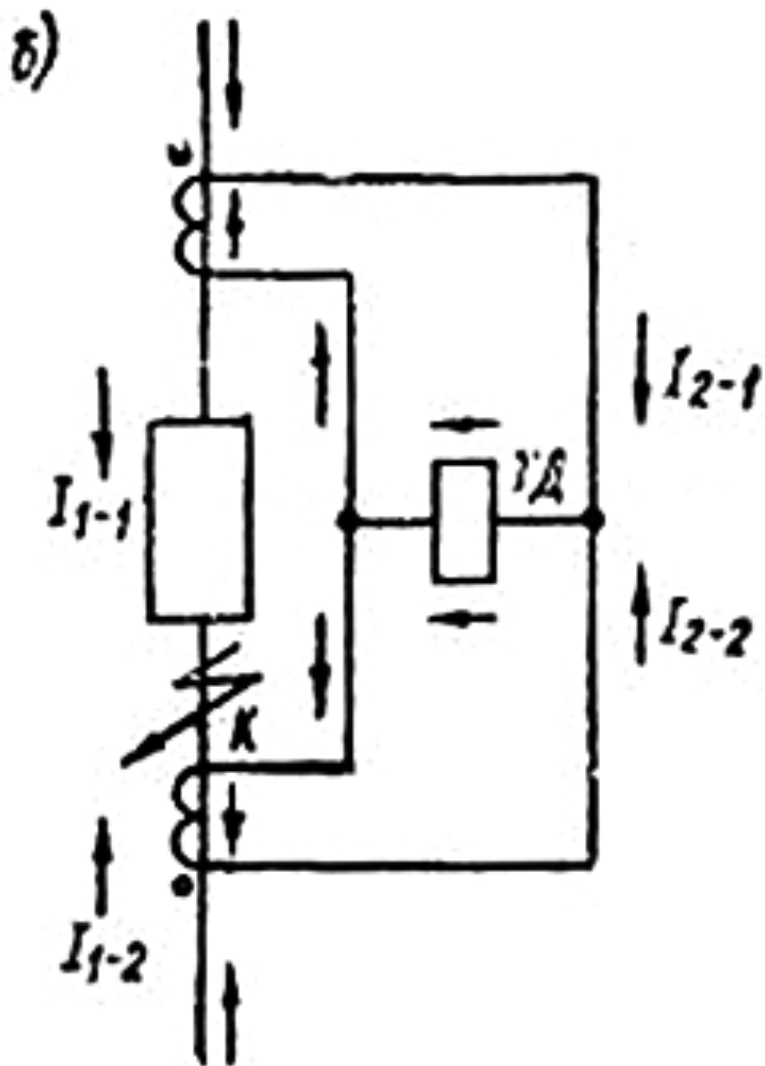
а) токораспределение при КЗ вне зоны действия (внешнем КЗ);

б) то же при КЗ в зоне действия защиты

Зона действия ДЗ находится между трансформаторами тока 1ТТ и 2ТТ. Вторичные обмотки этих ТТ соединяются последовательно (конец 1ТТ с началом 2ТТ), а токовое реле ТД подключается к ним параллельно.

При КЗ за пределами зоны действия ДЗ (внешнее КЗ; сквозное КЗ), а также в нормальном режиме нагрузки вторичные токи ТТ, соответственно I_{2-1} и I_{2-2} , циркулируют по соединительным проводам (плечам) защиты. При одинаковых коэффициентах трансформации 1ТТ и 2ТТ и их работе без погрешностей значения вторичных токов I_{2-1} и I_{2-2} равны между собой, а их направления в реле ТД противоположны. Следовательно, в рассматриваемом идеальном случае ток в реле ТД равен нулю.





При КЗ в зоне действия дифференциальной защиты в случае двустороннего питания защищаемого элемента направления первичного I_{1-1} и вторичного I_{2-2} тока изменяются на угол 180° . При этом в токовом реле происходит суммирование значений токов КЗ и реле срабатывает на отключение поврежденного элемента от источников питания.

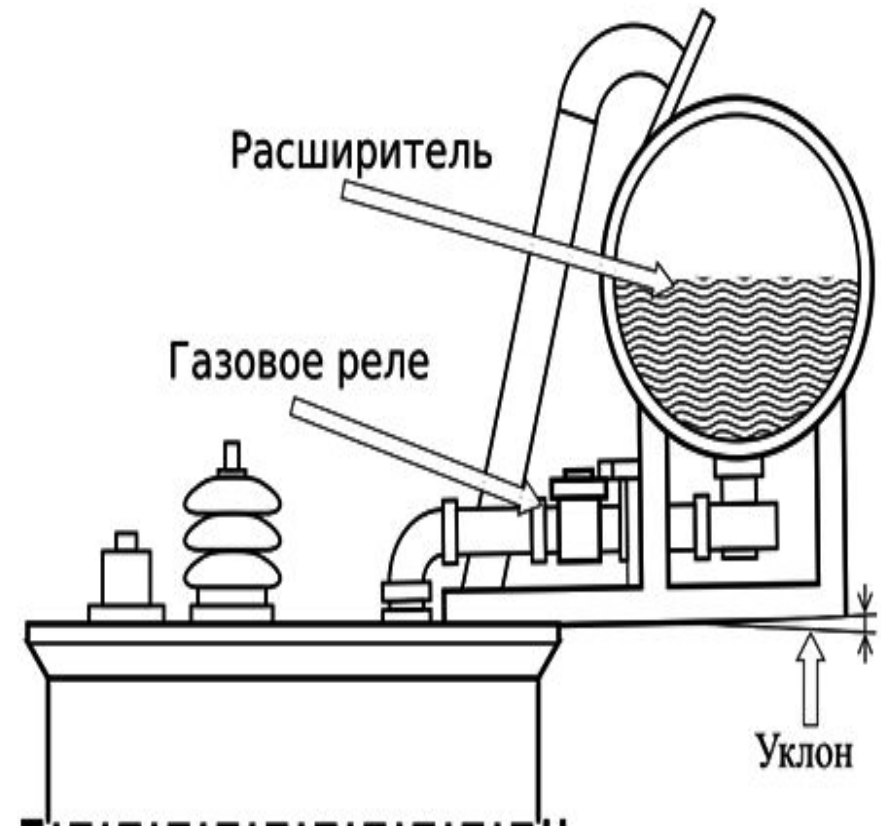
При одностороннем питании в реле ТД проходит один из токов КЗ: I_{2-1} или I_{2-2} . При этом дифференциальная защита также должна срабатывать на отключение.

Область применения:

- Диф. защита должна устанавливаться на трансформаторах мощностью 6,3 МВ*А и более, а также на трансформаторах 4МВ*А при их параллельной работе.
- Диф. защита устанавливается на трансформаторах 1-2,5 МВ*А в тех случаях, когда токовая отсечка не удовлетворяет условиям чувствительности, а МТЗ имеет время срабатывания более 0,6с.

Газовая защита:

- Предназначена для защиты трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным перетеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора
- Измерительным органом газовой защиты является газовое реле. Оно представляет собой металлический сосуд с двумя поплавками, который врезается в наклонный трубопровод, связывающий бак трансформатора с расширителем.



Газовое реле:

- При нормальной работе трансформатора газовое реле заполнено трансформаторным маслом, поплавки находятся в поднятом положении и связанные с ними электрические контакты-разомкнуты.
- При незначительном повреждении трансформатора (витковое замыкание) под воздействием местного нагрева из масла выделяются газы, которые поднимаются вверх, к крышке бака, а затем скапливаются в верхней части газового реле, вытесняя из него масло. При этом верхний из двух поплавков опускается вместе с уровнем масла, что вызывает замыкание его контакта, действующего на предупредительный сигнал.
- При серьезном повреждении внутри трансформатора происходит бурное газообразование и под воздействием выделившихся газов масло быстро вытесняется из бака в расширитель. Поток масла проходит через газовое реле и заставляет сработать нижний поплавок, который дает команду на отключение поврежденного трансформатора.
- Этот элемент срабатывает так же в том случае, если в баке сильно понизился уровень масла (повреждение бака и утечка масла)

Достоинства:

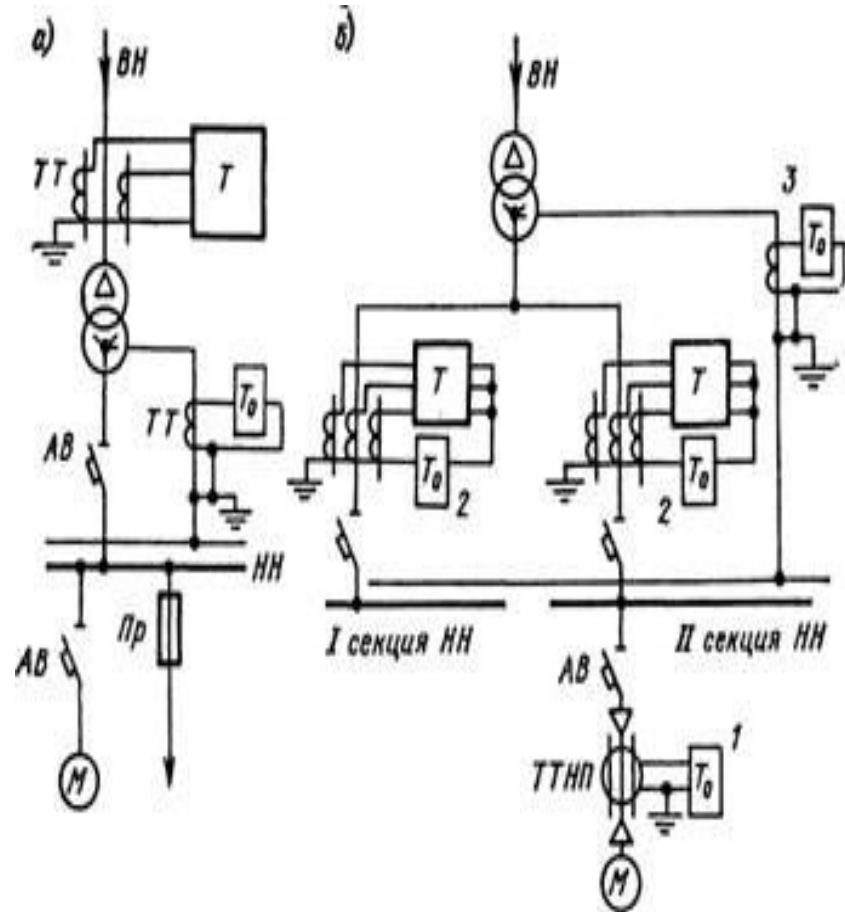
- Газовая защита является очень чувствительной и позволяет обнаружить повреждение в самой начальной стадии.
- Быстродействие (0,1-0,2с)

Область применения:

- Устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВ*А и более, а так же на всех внутрицеховых понижающих трансформаторах, начиная с мощности 630 кВ*А.
- Допускается установка газовой защиты и на трансформаторах от 1 до 4 МВ*А.
- На трансформаторах с РПН дополнительно предусматривается отдельная газовая защита устройства РПН

Специальная токовая защита нулевой последовательности от однофазных к.з на землю на стороне НН (0,4 кВ)

- Устанавливается на трансформаторах с соединением обмотки НН в звезду с заземленной нейтралью. Измерительным органом защиты является одно максимальное реле тока, включенное через трансформатор тока в заземленную нейтраль.



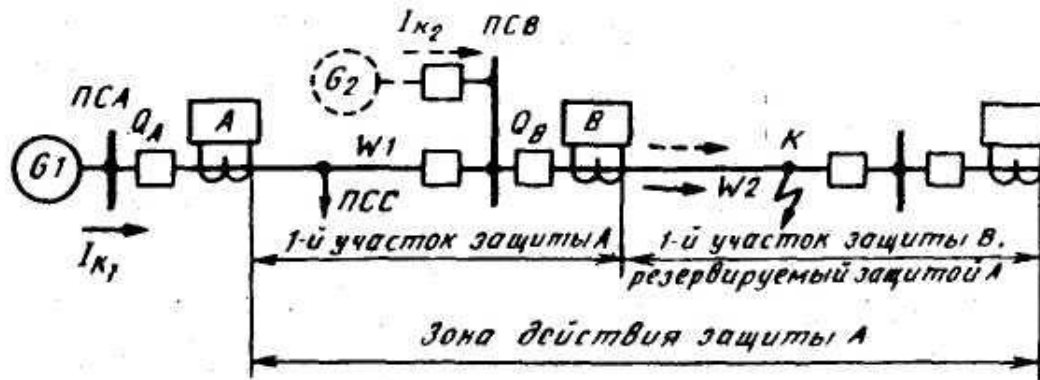
- В нормальном режиме работы трансформатора с симметричной нагрузкой в заземленной нейтрали проходит только ток небаланса, меньший, чем рабочие токи в фазах. От этого тока рассматриваемая защита должна быть надежно отстроена. При к.з на землю на шинах или в сети НН через заземленную нейтраль проходит ток однофазного к.з, вызывающий срабатывание этой защиты.

Область применения:

- Устанавливается в тех случаях, когда МТЗ на стороне ВН недостаточно чувствительно к однофазным к.з на землю за трансформатором

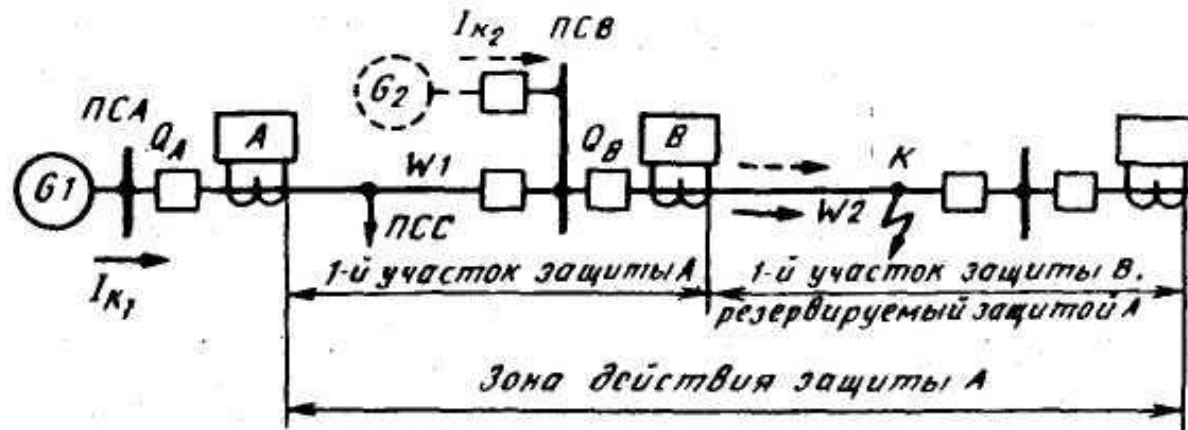
Резервирование действия релейных защит и выключателей

- При ликвидации КЗ отмечаются случаи отказов в действии РЗ и выключателей. С ними нельзя не считаться поскольку отказ РЗ или выключателя означает неотключение КЗ, а следовательно, длительное прохождение токов КЗ и снижение напряжения в сети. Поэтому особое значение приобретает резервирование отключения КЗ в случае отказа выключателя или действующей на него РЗ.
- Применяются два способа резервирования: **дальнее** - осуществляемое РЗ и выключателями смежных участков, установленными на соседних энергообъектах; **ближнее** - осуществляемое РЗ и выключателями, установленными на той же подстанции, на которой расположен отказавший элемент (РЗ или выключатель).



Принцип дальнего резервирования отказа в работе выключателей или РЗ с помощью защит последующего участка сети

- **Первый способ** резервирования предусматривает, что в зону действия РЗ смежного участка должен входить не только свой, но и следующий за ним участок.
- Когда ЛЭП оборудуется дифференциальной РЗ, для целей резервирования предусматривается дополнительная, так называемая резервная, РЗ, способная действовать при КЗ на следующем участке. Одновременно эта же резервная РЗ действует при отказе основной РЗ своего участка.
- В качестве резервных РЗ используются МТЗ НП для отключения КЗ на землю и МТЗ или ДЗ для ликвидации междуфазных КЗ.

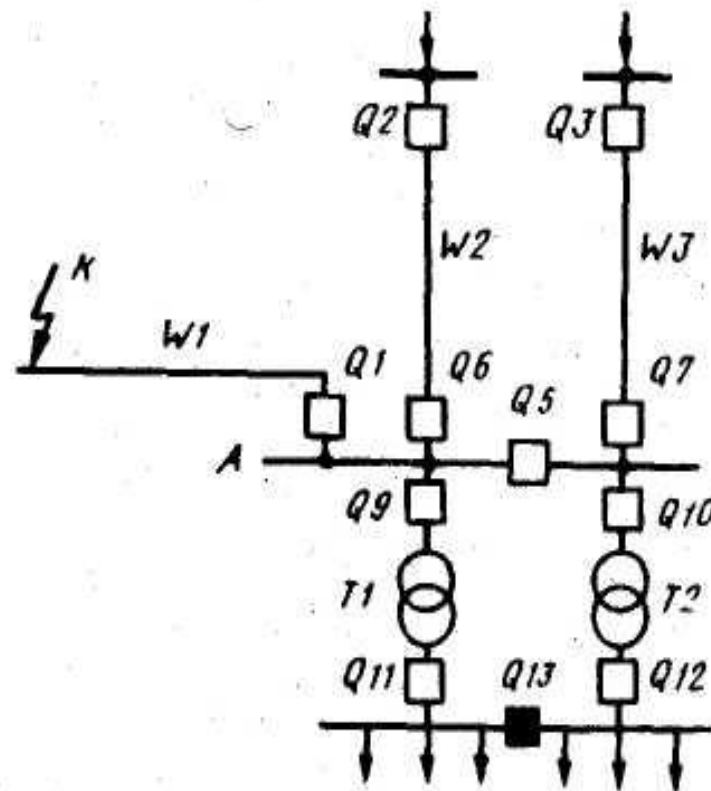


- Принципиальным преимуществом дальнего резервирования является его высокая надежность. Резервируемые (В) и резервирующие (А) РЗ и выключатели находятся на разных подстанциях, и, следовательно, неисправности и неполадки, возникшие на резервируемой подстанции, не могут повлиять на работу резервирующих устройств.
- Недостатком дальнего резервирования является также его большое время действия, определяемое условиями селективности. В ряде случаев полное время отключения КЗ может достигать нескольких секунд.

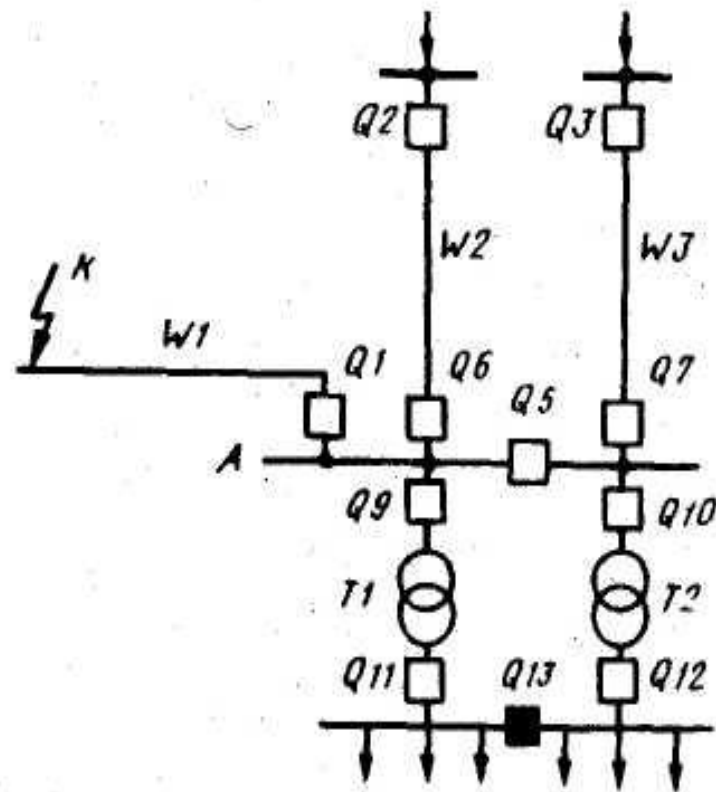
- **Второй способ** - ближнее резервирование осуществляется различными средствами при отказе РЗ или выключателя. Установленные на каждом присоединении основные и резервные РЗ взаимно резервируют друг друга. Для повышения эффективности ближнего резервирования РЗ необходимо, чтобы основная и резервная РЗ, установленные на одном, присоединении, имели независимые друг от друга измерительные и оперативные цепи, а также независимые источники питания. Кроме того, желательно, чтобы основная и резервная РЗ имели разный принцип действия, реагировали на разные электрические величины. Такое выполнение основной и резервной РЗ в наибольшей степени исключает возможность одновременного отказа обеих РЗ из-за одной общей причины. Для обеспечения этих условий применяется подключение основной и резервной РЗ к разным ТТ (или чаще к разным вторичным обмоткам одного ТТ), использование двух ТН, двух аккумуляторных батарей.

Устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ)

- К системе ближнего резервирования относятся также устройства резервирования в случае отказа выключателей (УРОВ), которые запускаются РЗ отказавшего выключателя и действуют на отключение всех выключателей данной подстанции (электростанции), через которые ток КЗ подходит к месту повреждения - элементу с отказавшим выключателем. Так, например, при КЗ на линии W1 (рис.) в случае отказа выключателя Q1 УРОВ отключит выключатели Q5, Q6 и Q9, отделяя тем самым место повреждения от неповрежденной части электросистемы.



- В результате без напряжения останется только одна СШ подстанции А. В том же случае при дальнем резервировании действием резервных РЗ будут отключены выключатели Q2, Q3, вследствие чего полностью нарушится питание подстанции А. Таким образом, ближнее резервирование обеспечивает более быструю и селективную ликвидацию повреждений. При этом, как правило, не возникает затруднений с обеспечением необходимой чувствительности пусковых органов.



Автоматическое повторное включение (АПВ)

Значительная часть КЗ на ВЛ электропередачи, являются следствием **неустойчивых повреждений**, самоустраняющихся после снятия напряжения. Подобные нарушения возникают при перекрытиях изоляции из-за атмосферных перенапряжений, схлестывании и т.д. Самоустраняющиеся повреждения, помимо линий электропередачи, зачастую имеют место на сборных шинах электростанций и подстанций, на трансформаторах и электрических аппаратах. В связи с этим АПВ применяется, как на ВЛ электропередачи, так и на шинах и трансформаторах.

Следует отметить, что АПВ позволяет быстро ликвидировать аварию и восстановить нормальную схему сети не только при самоустраняющихся повреждениях, но и после ложного действия релейных защит, самопроизвольного отключения выключателей или ошибочных действий персонала.

Если АПВ после неустойчивого повреждения включает линию и линия остается под напряжением, то такое включение называется **успешным**.

Успешность АПВ *однократного действия* составляет :

60-75% - для воздушных линий электропередач;

45-55% - для кабельных линий электропередач.

Успешность АПВ *двукратного действия* составляет :

10-15% - для воздушных линий электропередач;

Успешность АПВ *трехкратного действия* составляет :

1,5-3% - для воздушных линий электропередач (применяется крайне редко).

Требования, предъявляемые к устройствам АПВ

Все устройства АПВ, независимо от места их установки, в соответствии с ПУЭ, должны удовлетворять следующим требованиям:

1. АПВ должно производиться при всех возможных аварийных отключениях выключателя. Исключение составляет включение выключателя на КЗ с последующим отключением его релейной защитой.

Пуск АПВ осуществляется одним из двух способов:

- от релейной защиты, выполняющей отключение выключателя: ограниченность применения этого метода состоит в том, что он обеспечивает АПВ только при отключениях от релейной защиты;

- от несоответствия положения выключателя («отключен») предшествующей оперативной команде («включить»): этот способ наиболее прост и универсален, поскольку обеспечивает работу АПВ при любом отключении выключателя, кроме оперативного.

2. АПВ не должно работать при оперативных отключениях выключателя персоналом как вручную, так и дистанционно.

3. АПВ должно допускать возможность блокировки или «запрета» действия, например запрет АПВ при действии дифференциальной или газовой защиты трансформатора, когда необходимо быстрое отключение трансформатора во избежание развития повреждения.

4. АПВ должно обеспечивать заданную кратность действия, т.е. количество повторных включений (циклов).

5. АПВ должно обеспечивать необходимое время бестоковой паузы между моментом погасания дуги в отключившемся выключателе и моментом замыкания его контактов.

С целью повышения надежности работы энергосистемы и потребителей желательно уменьшать время бестоковой паузы, которое ограничивается необходимостью: деионизации среды в месте повреждения (0,2-0,4сек); восстановления готовности привода выключателя к работе (0,1-0,4сек); восстановления отключающей способности выключателя (для масляных выключателей 0,3 сек).

6. Минимальная длительность сигнала (передаваемый импульс) на включение должна быть достаточной для надежного включения выключателя.

7. АПВ должно выполняться с автоматическим возвратом в исходное состояние по истечении определенной выдержки времени. Временем автоматического возврата устройства АПВ называется интервал времени от момента его пуска до возвращения в исходное состояние.

Время возврата АПВ:

Однократное трехфазное – 15-25 сек;

Двукратное трехфазное – 60-100 сек;

Однофазного – 6-9 сек.

8. При неисправностях в устройствах АПВ последние не должны допускать многократные включения на КЗ, представляющие опасность для выключателей.

<https://www.youtube.com/watch?v=sxhzNwLpDo&t=380s>

Классификация АПВ

- по числу фаз, включаемых при АПВ, – трехфазные (ТАПВ) и однофазные (ОАПВ);
- по виду включаемого оборудования – АПВ линий, шин, трансформаторов, двигателей;
- по способу воздействия на привод выключателя – механические, встраиваемые в пружинный или грузовой привод, и электрические релейные.

Трехфазные АПВ линий с двухсторонним питанием выполняются в виде:

- несинхронного АПВ (НАПВ);
- быстродействующего АПВ (БАПВ);
- АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС);
- АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС);
- АПВ с самосинхронизацией синхронных генераторов, компенсаторов и двигателей (АПВС).

Совместная работа АПВ и релейной защиты

Ускорение действия защиты при АВР

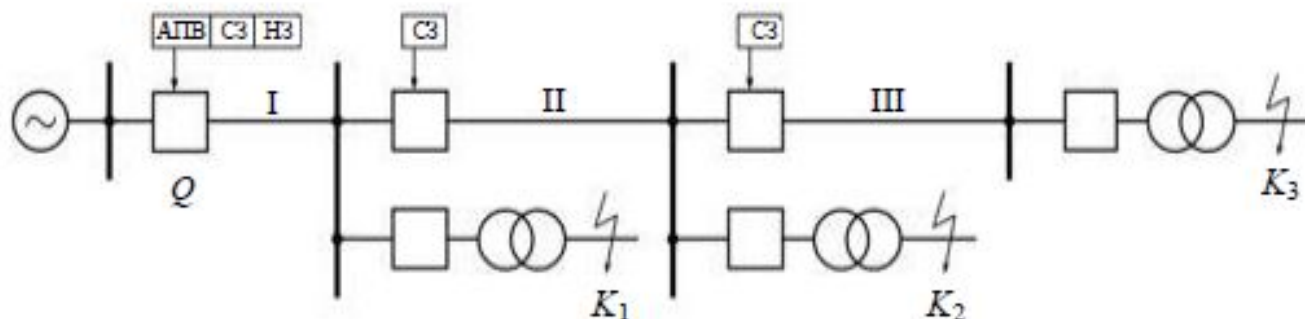
Совместное использование устройств АПВ и релейной защиты позволяет сократить время отключения КЗ и тем самым повысить надежность работы энергосистемы и потребителей. Достигается это путем автоматического ускорения действия релейной защиты, т.е. путем уменьшения или же полного исключения выдержки времени защиты.

Применяются два способа ускорения действия релейной защиты: *до* АПВ и *после* АПВ.

1. Ускорение *после* АПВ заключается в том, что вначале (перед АПВ) действует селективная защита и производит отключение поврежденного участка сети, а к моменту повторного включения выключателя ее выдержка времени автоматически устраняется на некоторое время или же вводится в работу быстродействующая защита, например токовая отсечка. В случае *неуспешного* АПВ защита действует без выдержки времени, сохраняя при этом свою селективность. Если АПВ *успешное*, то через определенное время ускорение автоматически выводится и новое повреждение будет отключаться селективно.

Ускорение действия защиты после АПВ целесообразно применять во всех случаях, особенно когда на линии отсутствует быстродействующая защита или когда она защищает только часть линии.

2. Ускорение *до* АПВ применяется для сети, состоящей из нескольких последовательно включенных участков и при наличии одностороннего питания. Каждый участок сети имеет селективную защиту (СЗ), например максимальную токовую. Неселективная токовая защита (НЗ) дополнительно установлена на главном участке, выключатель которого оборудован устройством АПВ *однократного* действия. Уставка срабатывания неселективной защиты выбирается из условия надежного охвата всех участков сети и надежной отстройки от КЗ за трансформаторами подстанций (точки К1, К2, К3).



При повреждении на любом участке действует быстродействующая неселективная защита и производит отключение выключателя Q головного участка. Затем при срабатывании АПВ подаются сигналы на повторное включение выключателя, **блокируя действия неселективной защиты.**

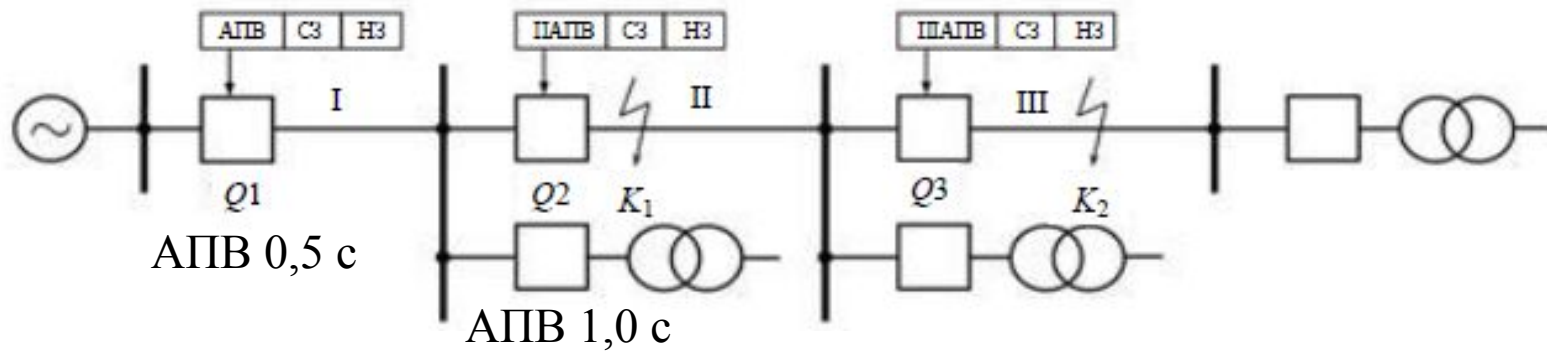
Таким образом, повреждения, возникающие на любом участке, отключаются без выдержки времени, а неселективное действие защиты «исправляется» с помощью устройства АПВ.

Если повреждение устойчивое, то отключения поврежденного участка осуществляется селективной защитой. В случае успешного АПВ отсечка вновь вводится в работу.

Недостатком рассмотренного способа является то, что отказ устройства АПВ головного выключателя приводит к потере всей линии.

Поочередное АПВ

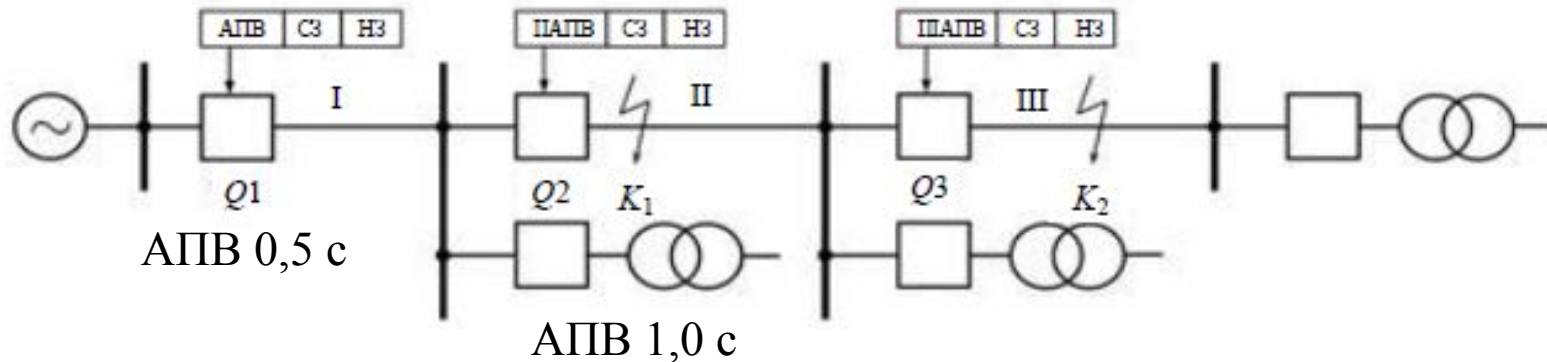
Поочередное АПВ позволяет осуществить быстродействующую селективную защиту сети с использованием неселективных защит. Это достигается совместным поочередным действием устройств АПВ смежных участков сети и действием неселективных защит, имеющих ускорение как до АПВ, так и после АПВ.



В данном случае питание участка II осуществляется от участка I через выключатель Q1, соответственно участок III от участка II через выключатель Q2.

На выключателях Q1, Q2, Q3 установлены неселективные токовые отсечки (ТО), которые выводятся после АПВ на некоторое время и в работе остается селективная защита (МТЗ).

Дополнительно в АПВ вводится выдержка времени, которая увеличивается по мере удаления от источника питания, т.е. выдержка выключателя Q2 больше выдержки выключателя Q1, соответственно выдержка выключателя Q3 больше выдержки выключателя Q2.

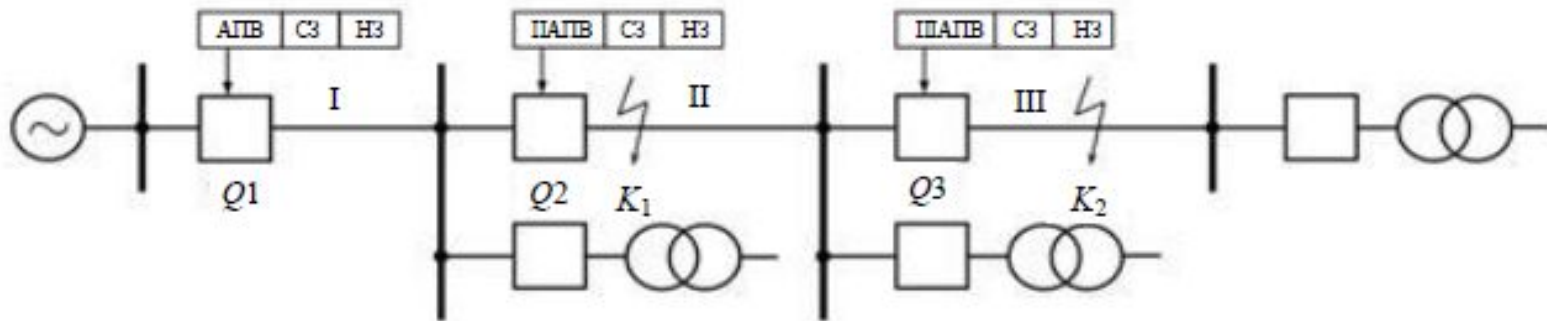


При возникновении КЗ за выключателем Q2 от ТО одновременно выключаются выключатели Q1 и Q2 на этих выключателях одновременно запускаются временные выдержки АПВ. Первым сработает АПВ выключателя Q1. Поскольку повреждений на линии I нет, то будет успешное АПВ. После этого ТО1 будет на *некоторое время* выведена из работы и останется только селективная защита МТЗ1.

Следующим сработает АПВ выключателя Q2 в следствии чего ТО 2 увидит КЗ и отключит его. На выключателе Q1 к этому времени уже действует селективная защита МТЗ1 и она не сработает, а будет являться резервной для защиты выключателя Q2 и сработает только в случаи его отказа.

АПВ с возрастающей кратностью

Совместное использование неселективных защит в сочетании с устройствами АПВ различной кратности позволяет так же, как и при поочередном АПВ, осуществить быстрое селективное отключение повреждения. С этой целью наиболее удаленный от источника питания участок III оборудуется устройством АПВ однократного действия, участок II – двукратного и участок I – трехкратного действия.



При возникновении КЗ за выключателем Q3 одновременно срабатывают ТО выключателей Q2 и Q3, при этом не исключается что сработает и ТО выключателя Q1, это тоже допускается.

После включаются одновременно АПВ выключателей Q2 и Q3 имеющие одинаковую выдержку по времени. Очевидно, что снова происходят срабатывания ТО участков II и III. Выключатель Q3 от АПВ больше не включится, поскольку является однократным, а от двукратного АПВ со второй попытки выключится выключатель Q2 и оставит свою линию под напряжением.

Недостатком данного способа является то что выключатели многократно принципиально включаются на короткое замыкание.