**2.2. Определение расчетных нагрузок отдельных потребителей**

Рассчитывается полная мощность трансформатора по формуле [3]:

,

где *Sмакс* – максимальная расчетная полная мощность группы потребителей запитанных от выбираемых трансформаторов, кВА; *n* – количество трансформаторов в группе, шт.

Номинальная мощность трансформаторов:

кВА.

Принимаем два трансформатора ТДТН-40000/110, Мощность трансформаторов целесообразно определяется с учетом их перегрузочной способности.

Систематическая перегрузочная способность трансформатора зависит от особенностей графика нагрузок, который характеризуется коэффициентом заполнения графика, который рассчитывается по формуле:

,

где *Sср* – средняя расчетная полная мощность за наиболее нагруженную смену группы потребителей, запитанных от выбранных трансформаторов, кВА;

*Sмакс* – максимальная расчетная полная группы потребителей, запитанных от выбранных трансформаторов, кВА.

.

Допустимая длительная нагрузка трансформатора в часы максимальной нагрузки сверх номинальной паспортной мощности за счет неполного использование трансформатора в течение остального времени суток:

,

где  - номинальная паспортная мощность трансформатора, кВА;

кВА.

Трансформатор может быть перегружен зимой за счет снижения его нагрузки в летнее время, то есть когда нагрузка снижается вообще и естественный срок службы трансформатора увеличивается за счет снижения температуры металла обмоток при летних нагрузках. В соответствии с этим допускается перегрузка в зимнее время на один процент на каждый процент недогрузки в летнее время, но всего за этот счет не более чем на 15%.

Эта перегрузочная способность характеризуется коэффициентом загрузки трансформаторов [4]:

,

где  – суммарная номинальная мощность трансформаторов, кВА.

.

Коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов зимой за счет снижения его нагрузки в летнее время рассчитывается по формуле:

,

.

Как было сказано выше *mл* можно принимать не более 0,15, следовательно для обоих вариантов принимаем *mл* = 0,15.

Суммарный коэффициент кратности допустимой перегрузки трансформаторов рассчитывается по формуле:

,

.

Допустимая нагрузка на трансформаторы с учетом допустимой систематической перегрузки в номинальном режиме определяется по формуле:

,

где  – суммарная номинальная мощность трансформаторов, кВА.

кВА.

Вывод:Трансформаторы удовлетворяют предъявляемым требованиям.

**2.4. Составление и расчет схемы замещения электрической цепи.**

Рисунок 2.1. Схема замещения.

На расчетной схеме в однолинейном изображении указаны источники питания (в данном случае энергосистема) и элементы сети (линии электропередачи, трансформаторы), связывающие источники питания с точками к.з.; а также параметры всех элементов, необходимые для расчета токов к.з. Для этого все элементы схемы заменены соответствующими сопротивлениями. В целях упрощения расчета для каждой электрической ступени вместо её действительного напряжения на шинах указано среднее напряжение ступени . В расчетах пренебрегаем сопротивлением генераторов, т.е. сеть считаем присоединенной к источнику неограниченно большой мощности, внутреннее сопротивление которого равно нулю.

Согласно данным ток короткого замыкания в максимальном режиме составляет значение тока в максимальном режиме выбирается как

наибольшее из значений токов короткого замыкания при однофазном и двухфазном коротком замыкании на землю [6]. А для минимального режима – соответственно как наименьшее из двух значений. В нашем случае определяющим в обоих режимах является однофазное КЗ):

;

,

а сопротивление системы прямой и нулевой последовательности относительно точки короткого замыкания:

;

.

В минимальном же режиме ток и сопротивление соответственно равны:

;

;

;

.

Активное сопротивление сети выше 1 кВ при расчетах не учитывается. Соотношение между собой токов прямой и нулевой последовательности зависит от соотношения сопротивлений прямой и нулевой последовательности.

Силовые трансформаторы на подстанции «Рязань» работают с разземленной нейтралью, т.к. согласно Правилам технической эксплуатации, трансформаторы 110 кВ могут работать с разземленной нейтралью по решению технического руководителя, в оперативном ведении которого находится рассматриваемый трансформатор.

**2.5. Расчет токов короткого замыкания и анализ режимных ограничений.**

На основании имеющихся данных системы определим токи КЗ в нормальном и минимальном режиме работы для всех расчетных точек на рис. 2.1.

1. Нормальный режим 2. Минимальный режим

(питание от ТП “Рязань”)

Uнорм=119,3кВUmin=115 кВ

Х1с.mах=3,8 Ом Х1с.min=9,546 Ом

Для точек К1 и Ќ1КЗ, расположенных до трансформаторов Т-1 и Т-2:

I(3)mах=17,086 кА I(3)min=6,768 кА

Для точек К2 и К2́ КЗ, расположенных за трансформаторами Т-1 и Т-2 до токоограничивающих реакторов:





С учетом коэффициента трансформации Ктр имеем:

I(3)mах=2175,4∙96,6/6,3=33356,13 А.

I(3)min=1181,8·121/6,3=22698,06 А.

Для точек К3 и К3́ КЗ, расположенных за токоограничивающими реакторами на шинах 6 кВ без учета коэффициента трансформации Ктр:





С учетом коэффициента трансформации Ктр и приведенные к U=6,3 кВ для min и mах режимов имеем:

I(3)mах=931,86∙96,6/6,3=14288,47 А.

I(3)min=541,32∙121/6,3=10396,8 А.

Определим значение ударного тока *iуд* по выражению:

*iуд*(3)=*√*2∙*Iкз(3)*∙*kу*, (1)

где: *kу*– ударный коэффициент, равный 1,8 при Uн=110 кВ.

Определим наибольшее действующее значение тока КЗ по выражению:

 , (2)

где: *Iп*– действующее значение периодической слагающей тока КЗ.

Определим значение тока 2-х фазного КЗ по выражению:

*Iкз(2)=*0,87∙*Iкз(3),* (3)

Все полученные данные сведем в таблицу 1.

Таблица №2.2. Расчетные значения токов КЗ на ТП “Рязань” 110/6 кВ.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № точки КЗ | Iкз(3), кА | Iкз(2), кА | kу | iуд(3), кА | Iу, кА |
|  | *Нормальный режим* |
| К1 | 17,086 | 14,86 | 1,8 | 43,49 | 25,63 |
| К2, К2́ | 33,356 | 29,02 | 1,8 | 84,724 | 50,368 |
| К3, К3́ | 14,288 | 12,43 | 1,8 | 36,293 | 21,433 |
|  | *Минимальный режим* |
| К1 | 6,768 | 5,89 | 1,8 | 17,19 | 10,15 |
| К2, К2́ | 22,698  | 19,747 | 1,8 | 57,653 | 34,274 |
| К3, К3́ | 10,397 | 9,045 | 1,8 | 26,408 | 15,595 |

Как видно из таблицы 1, токи при трехфазных КЗ больше, чем токи при других видах КЗ, поэтому трехфазное КЗ будем считать наиболее тяжелым режимом работы для электрооборудования на ТП “Рязань”

**2.6. Расчет и выбор оборудования.**

Надежная работа подстанции «Рязань» может быть обеспечена только тогда, когда каждый выбранный аппарат соответствует как условиям номинального режима работы, так и условиям работы при коротких замыканиях.

Осуществляемая в данной выпускной квалификационной работе реконструкция ТП “Рязань” не предусматривает увеличение мощности установленных на ней силовых трансформаторов, что не сопровождается увеличением токовых нагрузок как в нормальном, так и в аварийном режимах работы. Поэтому необходимо провести проверку существующего оборудования.

Выбор электрических аппаратов необходимо осуществлять по следующими условиям [7]:

По номинальным параметрам электрооборудования:

1) Uн.а≥ Uн.сети; Iн.а≥ Iраб max,

где: Uн.а и Iн.а – номинальные параметры электрического аппарата;

Iраб max – максимальный рабочий ток в месте установки аппарата.

2) По электродинамической стойкости электрооборудования к токам КЗ:

*i*max≥*i(3)*у; Imax≥Iу,

где: *i*max,*i(3)*у или Imax, Iу – амплитудные или действующие значения токов соответственно.

3) По термической стойкости электрооборудования к токам КЗ:

Iт2t≥I2пtпр,

где: Iт2 – ток термической стойкости аппарата в течение допустимого времени КЗ;

tт – время протекания тока КЗ;

Iп – периодическая составляющая тока КЗ;

tпр - приведенное время КЗ.

4) По отключающей способности электрооборудования:

Iоткл≥Iк max,

где: Iоткл - номинальный ток отключения;

Iк max – максимальный отключаемый ток.

 5) По включающей способности электрооборудования:

Iвклmax≥*kуд*√2·Iпо; Iвкл≥Iпо,

где: Iвклmaxи Iвкл - соответственно амплитудное или действующее значение периодической составляющей номинального тока включения;

Iпо – действующее значение периодической составляющей начального тока КЗ.

В соответствие со справочными данными и руководствуясь условиями осуществим выбор и проверку выключателей в таблице 2.

 Таблица №2.3. Проверка выключателей.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Место установки | Тип | Uнаиб,кВ | Ток КЗ,кА | Динамическая стойкость | Термическая стойкость |
| расч. | доп. | расч. | доп. | расч. | доп. |
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* | *7* | *8* | *9* |
| ВЛ-110 кВ “Факел-Рязань” с отп. | ЗАР-1FG/ЕК 4000 | 145 | 17,086 | 40 | 43,49 | 102 | 17,0862\*3 | 402\*3 |
| ВЛ-110 кВ “Дягилево-Рязань” с отп. | ЗАР-1FG/ЕК 4000 | 145 | 17,086 | 40 | 43,49 | 102 | 17,0862\*3 | 402\*3 |
| ВЛ-110 кВ “Ямская-Рязань” с отп. | ЗАР-1FG/ЕК 4000 | 145 | 17,086 | 40 | 43,49 | 102 | 17,0862\*3 | 402\*3 |
| С.ш.110 кВ | ЗАР-1DТ/ЕК/ 3150 | 145 | 17,086 | 40 | 43,49 | 102 | 17,0862\*3 | 402\*3 |
| Шины 110 кВТ-1 | ЗАР-1FG/ЕК 4000 | 145 | 17,086 | 40 | 43,49 | 102 | 17,0862\*3 | 402\*3 |
| Шины 110 кВТ-2 | ЗАР-1FG/ЕК 4000 | 145 | 17,086 | 40 | 43,49 | 102 | 17,0862\*3 | 402\*3 |
| Шины 6 кВТ-1 | ВМТ-110Б/1250 | 12 | 14,288 | 25 | 36,293 | 50 | 14,2882\*3 | 252\*3 |
| Шины 6 кВТ-2 | ВМТ-110Б/1250 | 12 | 14,288 | 25 | 36,293 | 50 | 14,2882\*3 | 252\*3 |
| С.ш.6 кВ | ВМТ-110Б/1250 | 12 | 14,288 | 25 | 36,293 | 50 | 14,2882\*3 | 252\*3 |

Согласно вышеприведенным данным таблицы 2.3. условия соблюдаются, следовательно, выбор выключателей осуществлен правильно.

В соответствие со справочными данными и руководствуясь условиями осуществим выбор и проверку разъединителей в таблице 2.4.

Таблица №2.4. Проверка разъединителей.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Место установки | Тип | Uнаиб,кВ | Ток КЗ,кА | Динамическая стойкость | Термическая стойкость |
| расч. | доп. | расч. | доп. | расч. | доп. |
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* | *7* | *8* | *9* |
| ВЛ-110 кВ “Факел-Рязань” с отп. | РНДЗ-110/3150У1 | 126 | - | - | 43,49 | 125 | 17,0862\*3 | 502\*3 |
| ВЛ-110 кВ “Дягилево-Рязань” с отп. | РНДЗ-110/3150У1 | 126 | - | - | 43,49 | 125 | 17,0862\*3 | 502\*3 |
| ВЛ-110 кВ “Ямская-Рязань” с отп. | РНДЗ-110/3150У1 | 126 | - | - | 43,49 | 125 | 17,0862\*3 | 502\*3 |
| С.ш.110 кВ | РНДЗ-110/3150У1 | 126 | - | - | 43,49 | 125 | 17,0862\*3 | 502\*3 |
| Шины 110 кВТ-1 | РНДЗ-110/3150У1 | 126 | - | - | 43,49 | 125 | 17,0862\*3 | 502\*3 |
| Шины 110 кВТ-2 | РНДЗ-110/3150У1 | 126 | - | - | 43,49 | 125 | 17,0862\*3 | 502\*3 |
| Шины 6 кВТ-1 | РНДЗ-630/1000 | 12 | - | - | 36,293 | 50 | 14,2882\*3 | 202\*3 |
| Шины 6 кВТ-1 | РНДЗ-630/1000 | 12 | - | - | 36,293 | 50 | 14,2882\*3 | 202\*3 |
| С.ш.6 кВ | РНДЗ-630/1000 | 12 | - | - | 36,293 | 50 | 14,2882\*3 | 202\*3 |

Согласно вышеприведенным данным таблицы 2.4 условия соблюдаются, следовательно, выбор разъединителей осуществлен правильно.

При проверке трансформаторов тока необходимо руководствоваться следующими условиями [8]:

1)Электродинамической стойкости к токам КЗ:

*i*max=*k*д·√2·I1н≥*i(3)*у,

где: *k*д – кратность электродинамической стойкости к токам КЗ (из каталога).

2)Электротермической стойкости к токам КЗ:

Iт2tт =(*k*т·I1н)2·tт≥I2пtпр,

где: *k*т – кратностьэлектротермической стойкости к токам КЗ (из каталога).

Выбор и проверку трансформаторов тока представим в таблице 2.5.

 Таблица №2.5.. Проверка трансформаторов тока.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Место установки | Тип | Uнаиб,кВ | Ток КЗ,кА | Динамическая стойкость | Термическая стойкость |
| расч. | доп. | расч. | доп. | расч. | доп. |
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* | *7* | *8* | *9* |
| ВЛ-110 кВ “Факел-Рязань” с отп. | ТБМО-110-600/5200/1 | 110 | - | - | 43,49 | 50,76 | 17,0862\*3 | 502\*3 |
| ВЛ-110 кВ “Дягилево-Рязань” с отп. | ТБМО-110-600/5200/1 | 110 | - | - | 43,49 | 50,76 | 17,0862\*3 | 502\*3 |
| ВЛ-110 кВ “Ямская-Рязань” с отп. | ТБМО-110-600/5200/1 | 110 | - | - | 43,49 | 50,76 | 17,0862\*3 | 502\*3 |
| Шины 110 кВТ-1 | ТБМО-110-600/5200/1 | 110 | - | - | 43,49 | 50,76 | 17,0862\*3 | 502\*3 |
| Шины 110 кВТ-2 | ТБМО-110-600/5200/1 | 110 | - | - | 43,49 | 50,76 | 17,0862\*3 | 502\*3 |
| Шины 6 кВ Т-1 (до реакторов) | ТФЗМ-10-600/5200/1 | 10 | - | - | 84,724 | 93,06 | 33,3562\*3 | 402\*3 |

Продолжение таблицы 2.5.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Шины 6 кВ Т-2(до реакторов) | ТФЗМ-10-600/5200/1 | 10 | - | - | 84,724 | 93,06 | 33,3562\*3 | 402\*3 |
| Шины 6 кВ Т-1 (после реакторов) | ТШЛ-10-3000/5 | 10 | - | - | 36,293 | 54,99 | 14,2882\*3 | 402\*3 |
| Шины 6 кВ Т-2 (после реакторов) | ТШЛ-10-3000/5 | 10 | - | - | 36,293 | 54,99 | 14,2882\*3 | 402\*3 |

Согласно вышеприведенным данным таблицы условия соблюдаются, следовательно, выбор трансформаторов тока осуществлен правильно.

Все проверенное оборудование соответствует условиям электрической, термической и электродинамической стойкости к токам КЗ, следовательно, оно согласуется с измененными параметрами системы.

При проверке отходящих фидеров 6 кВ по условию термической стойкости при КЗ необходимо соблюдение следующего условия [9]:

Iт.ном≥Iкз(3),

где: Iт.ном – допустимый номинальный ток кабеля по условию термической стойкости при КЗ, определяемый по выражению:

**

где: Вк – тепловой импульс тока КЗ;

Sт – минимальное термически стойкое сечение проводника;

С – тепловая функция при номинальных условиях

tпр - приведенное время КЗ.

Все полученные расчетные данные представим в таблице 2.6.

 Таблица №2.6. Основные характеристики отходящих фидеров 6 кВ ТП “Рязань”.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование присоединения | Марка, сечение существующих кабелей и ошиновки | Iт.ном,кА | Марка, сечение кабелей и ошиновки, принятые к установке после реконструкции |
| *1* | *2* | *3* | *4* |
| Ошиновка 1 с.ш. 6 кВ Т-1 | 4АС-400 | 21,97 | 4АС-400 |
| Ошиновка 3 с.ш. 6 кВ Т-1 | 4АС-400 | 21,97 | 4АС-400 |
| Ошиновка 5 с.ш. 6 кВ Т-1 | 4АС-400 | 21,97 | 4АС-400 |
| Ошиновка 2 с.ш. 6 кВ Т-2 | 4АС-400 | 21,97 | 4АС-400 |
| Ошиновка 4 с.ш. 6 кВ Т-2 | 4АС-400 | 21,97 | 4АС-400 |
| СМВ-6 кВ 1-2 с.ш. | 2А-100х10 | 11,33 | - |
| СМВ-6 кВ 3-4 с.ш. | 2А-100х10 | 11,33 | - |
| Фидер 6 кВ № 30 | АСБ-3х240 | 20,393 | АСБ-3х240 |
| Ошиновка 1 с.ш. 6 кВ Т-1 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х185 |
| Ошиновка 3 с.ш. 6 кВ Т-1 | 2СБ-3х185 | 24,381 | 2СБ-3х185 |
| Ошиновка 5 с.ш. 6 кВ Т-1 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х185 |
| Ошиновка 2 с.ш. 6 кВ Т-2 | 2АСБ-3х120 | 15,82 | 2АСБ-3х120 |
|  Ошиновка 4 с.ш. 6 кВ Т-2 | АСБ-3х240 | 20,393 | АСБ-3х240 |
|  СМВ-6 кВ 1-2 с.ш. | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х185 |
|  СМВ-6 кВ 3-4 с.ш. | АСБ-3х240 | 20,393 | АСБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 30 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х185 |
| Фидер 6 кВ № 31 | АСБ-3х240 | 20,39 | АСБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 32 | ААБ-3х240 | 15,82 | ААБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 33 | АСБ-3х240 | 20,393 | АСБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 34 | АСБ-3х240 | 15,82 | 2АСБ-3х120 |
| Фидер 6 кВ № 35 | АСБ-3х240 | 20,393 | АСБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 36 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х185 |
| Фидер 6 кВ № 37 | АСБ-3х240 | 20,393 | АСБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 38 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х185 |
| Фидер 6 кВ № 41 | АСБ-3х240 | 20,39 | АСБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 42 | ААБ-3х240 | 15,82 | ААБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 43 | АСБ-3х240 | 20,393 | АСБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 44 | АСБ-3х240 | 20,393 | АСБ-3х240 |

Продолжение таблицы 2.6.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Фидер 6 кВ № 45 | ААБ-3х240 | 15,82 | ААБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 46 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 47 | АСБ-3х240 | 20,393 | АСБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 48 | 2АСБ-3х120 | 15,82 | 2АСБ-3х120 |
| Фидер 6 кВ № 49 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х185 |
| Фидер 6 кВ № 50 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х185 |
| Фидер 6 кВ № 51 | АСБ-3х240 | 20,393 | АСБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 52 | ААШв-3х240 | 15,82 | ААШв-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 53 | СБ-3х95 | 8,1 | - |
| Фидер 6 кВ № 54 | 2АСБ-3х120 | 15,82 | 2АСБ-3х120 |
| Фидер 6 кВ № 55 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х185 |
| Фидер 6 кВ № 56 | ААБ-3х240 | 15,82 | ААБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 57 | АСБ-3х120 | 6,79 | - |
| Фидер 6 кВ № 58 | ААБ-3х150 | 9,89 | - |
| Фидер 6 кВ № 62 | АСБ-3х240 | 20,393 | АСБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 64 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 65 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х185 |
| Фидер 6 кВ № 66 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х185 |
| Фидер 6 кВ № 67 | 2ААБ-3х240 | 31,63 | 2ААБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 70 | 2ААБ-3х240 | 20,393 | 2ААБ-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 68 | ААШв-3х240 | 15,82 | ААШв-3х240 |
| Фидер 6 кВ № 71 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х185 |
| ТСН-1 6 кВ | ААШв-3х50 | 3,29 | - |
| ТСН-4 6 кВ | ААШв-3х70 | 4,61 | - |
| ТСН-2 6 кВ | ААШв-3х50 | 10,19 | - |

Согласно вышеприведенным табличным данным, полученные значения номинального тока термической стойкости отходящих фидеров 6 кВ № 53, № 57, № 58, СМВ-6 кВ 1-2 с.ш. и СМВ-6 кВ 3-4 с.ш., ТСН-1 6 кВ, ТСН-4 6 кВ, ТСН-2 6 кВ не удовлетворяют условию. Поэтому при реконструкции ТП “Рязань” необходимо предусмотреть мероприятия по замене не соответствующих условию электротермической стойкости существующих фидеров 6 кВ на большее сечение и увеличить, тем самым, их пропускную способность.

Пересчитывая значения Iт.ном для увеличенного сечения кабелей 6 кВ по, сведем полученные данные в таблицу 2.7.

Таблица № 2.7. Основные характеристики отходящих фидеров 6 кВ ТП “Рязань”, требующие замены на большее сечение.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование присоединения | Марка, сечение существующих кабелей и ошиновки | Iт.ном,кА | Марка, сечение кабелей и ошиновки, принятые к установке после реконструкции |
| *1* | *2* | *3* | *4* |
| СМВ-6 кВ 1-2 с.ш. | 2А-150х10 | 16,99 | 2А-150х10 |
| СМВ-6 кВ 3-4 с.ш. | 2А-150х10 | 16,99 | 2А-150х10 |
| Фидер 6 кВ № 53 | 2СБ-3х185 | 24,381 | 2СБ-3х185 |
| Фидер 6 кВ № 57 | АСБ-3х185 | 15,72 | АСБ-3х185 |
| Фидер 6 кВ № 58 | ААБ-3х240 | 15,82 | ААБ-3х240 |
| ТСН-1 6 кВ | ААШв-3х240 | 15,82 | ААШв-3х240 |
| ТСН-4 6 кВ | ААШв-3х240 | 15,82 | ААШв-3х240 |
| ТСН-2 6 кВ | ААШв-3х240 | 15,82 | ААШв-3х240 |

Согласно данным таблицы 2.7 все приведенные марки кабелей 6 кВ обеспечивают необходимую пропускную способность и являются термически стойкими к действию токов КЗ.

Основные изменения в цепях управления ТП “Рязань” обусловлены внедрением в результате ее расчета модернизированного силового энергетического оборудования, имеющего значительные конструктивные отличия от существующего.

В результате этого в цепях управления элегазовыми выключателями 110 кВ потребуются следующие изменения:

1) устранение схемы подогрева масла в баках МВ-110 кВ;

2) исключение из схемы соленоидов включения и контакторов управления этими соленоидами вследствие уменьшения значений оперативных токов включения и отключения элегазовых выключателей в отличие от МКП;

3) уменьшение уставки автоматов в цепях оперативного тока;

4) перемещение некоторых цепей управления элегазовым выключателем в привод самого выключателя, включающих:

- цепи включения и реле положения “Отключено”;

- цепи отключения и реле положения “Включено”;

- реле блокировки по давлению газа;

- реле фиксации включенного положения выключателя;

- реле блокировки действия выключателя при недостаточном натяжении пружин привода;

- счетчик числа аварийных отключений выключателя.

Основные изменения в цепях защиты обусловлены переносом части приборов во встроенные трансформаторы тока с соответствующим изменением разводки цепей вторичной коммутации.

В результате этого в цепях защиты элегазовыми выключателями 110 кВ потребовались следующие дополнения:

1) установка реле блокировки по давлению газа в приводах элегазовых выключателей;

2) установка реле фиксации включенного положения выключателя;

3) блокировка от “прыгания”, т.е. от многократного включения элегазовых выключателей на КЗ осуществляется блокированием цепи электродвигателя завода пружины привода;

4) наличие контроля исправности цепей отключения и включения элегазовых выключателей;

5) изменение уставок всех видов используемых защит линий и трансформаторов в связи с увеличением рабочих и аварийных токов, а также коэффициентов трансформации трансформаторов тока.

В цепях защиты трансформаторов потребовались следующие дополнения:

1) введение автономной газовой защиты РПН трансформаторов;

2) сохранение без изменений уставок защиты трансформаторов:

- газовой;

- струйной;

- защиты от снижения уровня масла в расширителе;

- защиты, реагирующей на перегрев масла;

 - защиты резервного обдува радиаторов.

Основными изменениями в цепях сигнализации являются:

1) устранение сигнализации контроля за уровнем масла в баках МВ-110 кВ;

2) сигнализация счетчика аварийных отключений расположена в приводах элегазовых выключателей;

3) сигнализация контроля давления газа элегазовых выключателей сосредоточена в их приводе;

4) для сигнализации положения выключателей на панелях управления элегазовыми выключателями предусмотрены:

- лампа “Привод готов”;

- световой сигнал положения выключателя на щите управления;

- световое табло “Указатель не поднят”;

- общепанельное табло “Указатель не поднят”.

Остальные цепи сигнализации элегазовых выключателей и трансформаторов остаются без изменений.

Средства измерения электрических величин в ходе расчета ТП “Рязань” не требуют замены, т.к. в результате всех изменений они позволяют обеспечивать необходимый контроль за протеканием технологического процесса, контроль за соблюдением установленного режима работы, контроль работы электрооборудования и др. и удовлетворяют следующим требованиям:

- класс точности не ниже 2,5;

- пределы измерений приборов выбраны с учетом возможных длительных отклонений измеряемых величин от номинальных значений;

- измерительные приборы установлены в пунктах дистанционного управления электрооборудованием.