

Министерство образования и науки Республики Казахстан

Павлодарский государственный университет
им.С. Торайгырова

Г.А. Бархатова

**ТАБЛИЦЫ-АЛГОРИТМЫ
ДЛЯ КУРСОВОГО И
ДИПЛОМНОГО
ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

Учебное пособие
для студентов специальности “Электрооборудование
станций и подстанций”

Павлодар

УДК 621.3.002.5.001.63(075)

ББК 31.277.1 я 73

Б 26

Рекомендовано Учёным советом ПГУ им. С.Торайгырова

Рецензент:

кандидат технических наук, доцент Кургузова Л.И.

Составитель Г.А. Бархатова

Б 26 Таблицы-алгоритмы для курсового и дипломного проектирования:
учебное пособие/ сост. Г.А. Бархатова. – Павлодар, 2007. – 40 с.

Данная работа содержит пятнадцать таблиц-алгоритмов, с помощью которых можно решить основные проектные задачи в курсовом и дипломном проекте. А именно, выбрать структурную схему, рассчитать перетоки мощности, выбрать силовые трансформаторы, произвести расчет токов короткого замыкания, выбрать выключатели, разъединители, трансформаторы тока, жесткие и гибкие шины, трансформаторы собственных нужд, рассчитать ущерб от ненадежности схемы и выполнить технико-экономическое сравнение вариантов структурных схем.

УДК 621.3.002.5.001.63(075)

ББК 31.277.1 я 73

© Бархатова Г.А., 2007

©Павлодарский государственный университет
им.С.Торайгырова,2007

Введение

Использование данных таблиц рекомендуется при выполнении курсового и дипломного проектирования учащимися специальности “Электрооборудование электрических станций и подстанций”

Курсовой проект по курсу «Электрооборудование станций и подстанций» является итогом изучаемой дисциплины. Учащиеся получили знания по всем разделам, которые предлагаются выполнить в курсовом проекте.

Наличие таблиц позволяет учащимся представить весь объем работы над проектом, спланировать работу по разделам проекта, увидеть последовательность ее выполнения. Таблицы составлены по всем разделам проекта и являются алгоритмом выполнения данного задания при проектировании. Каждая таблица имеет название конкретного объема работы при проектировании. Например: выбор структурной схемы; выбор трансформаторов и т.д. С помощью таблицы учащемуся проще выполнить проектное задание в полном объеме. Кроме того, с помощью таблиц включается и зрительная память, которая позволит запомнить условия выбора, методику проверки на действие тока короткого замыкания того или иного электрооборудования.

Таблицы можно использовать на уроках в качестве проверки и закрепления пройденной темы. Они позволяют систематизировать знания и выделить главное, что особенно важно при проектировании электрической части станций.

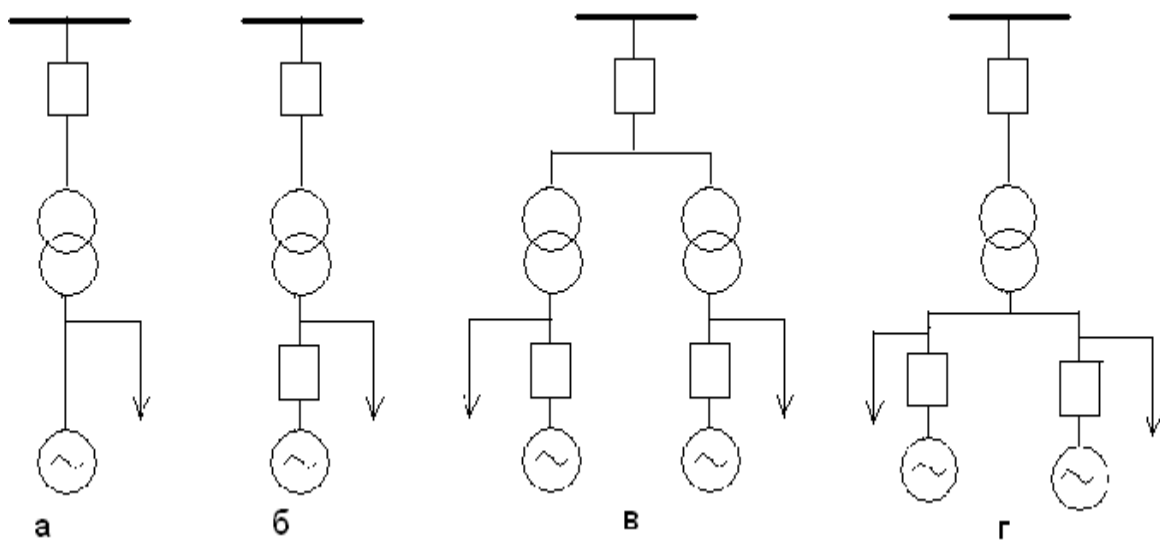
Таблицы позволяют увидеть отличия при проектировании станций типа ТЭЦ и КЭС. А так как учащимся необходимо уметь проектировать оба типа станций, а задание дается для одного типа, то таблицы позволяют научить их этому .

Таким образом, в таблицах в сжатой форме дается информация целого раздела. С помощью таблиц нагляднее объяснить тот или иной раздел курса. К таблицам делаются сноски ,поясняющие из каких источников взять ту или иную формулу, параметр. Это поможет самостоятельной работе ,особенно учащимся заочной формы обучения.

Их проще размножить и использовать как памятку– руководство при решении практических задач. Подобные таблицы помогут учащимся качественнее выполнить проекты.

1 Выбор структурной схемы тепловой станции

Структурная схема электрической части станции определяет распределение генераторов между распределительными устройствами (РУ) разных напряжений и выполнение электромагнитных связей (трансформаторных и автотрансформаторных) между последними. При проектировании структурной схемы электрической станции районного типа определяется, кроме того, вид исполнения блоков генератор-трансформатор (Г-Т).



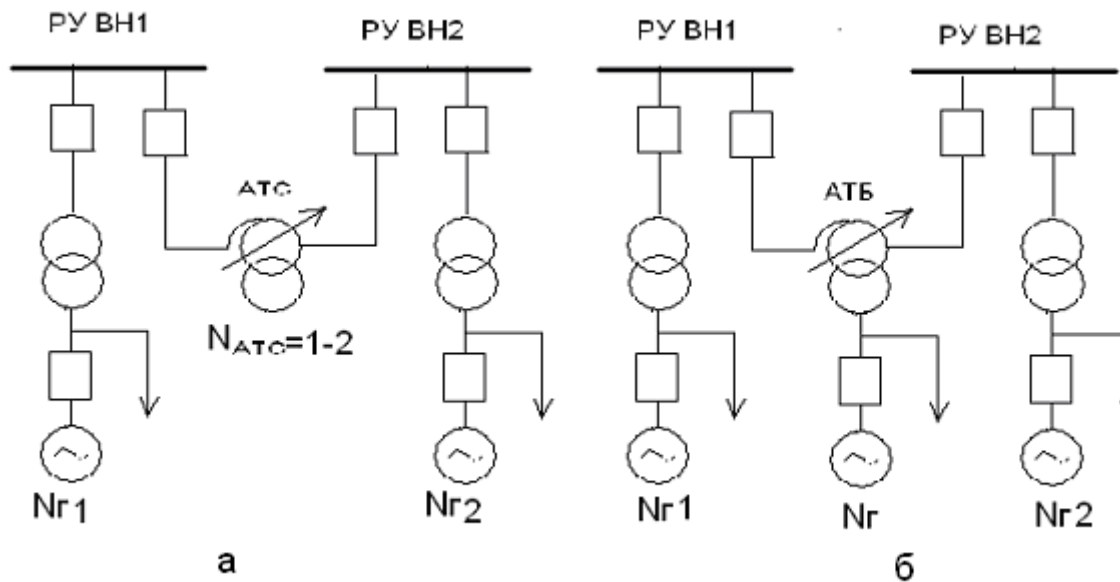
а—единичный блок генератор –трансформатор; б—единичный блок генератор– трансформатор с генераторным выключателем; в—объединенный блок ; г— укрупненный блок

Рисунок 1.1—Схемы исполнения блоков

В объединенных и укрупненных блоках, а также в блоках с автотрансформаторами генераторные выключатели предусматриваются всегда. В единичных блоках генераторные выключатели рекомендуется устанавливать, когда с отключением блока со стороны РУ высокого напряжения изменяется схема подключения других присоединений.

В схеме с отдельными автотрансформаторами связи суммарная мощность блоков, присоединяемых к РУВН 2, должна примерно

соответствовать максимальной мощности , выдаваемой в сеть этого напряжения.



а–с отдельным автотрансформатором связи между РУВН 1 и РУВН 2;б– с использованием блочных автотрансформаторов

Рисунок 1.2 – Структурные схемы КЭС

Схему с повышающими блочными автотрансформаторами составляют таким образом , чтобы в РУВН 2 имел место некоторый избыток генерирующей мощности .Это обусловлено тем, что автотрансформатор по условию загрузки общей обмотки допускает передачу дополнительной мощности со стороны РУВН 2 на сторону РУВН 1, т.е. со стороны среднего напряжения на сторону высокого напряжения , но не в обратном направлении.

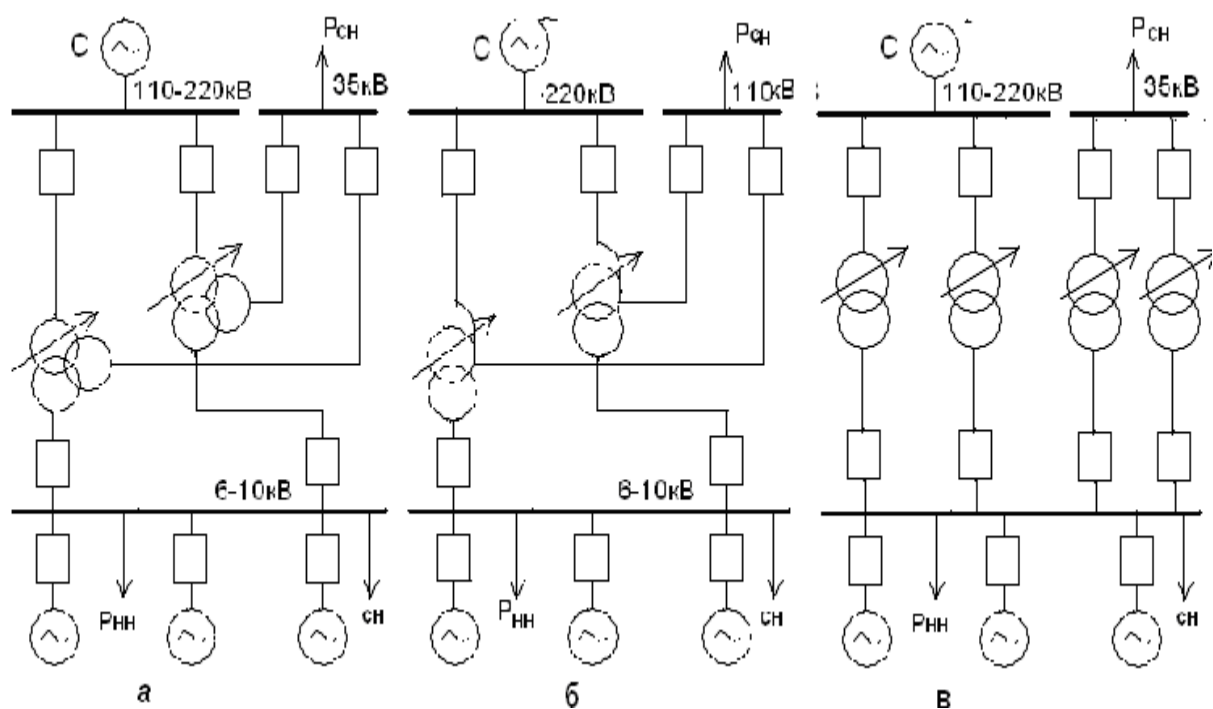
При установке на станции генераторов разной мощности следует генераторы меньшей мощности подключать к шинам меньшего напряжения , а генераторы большей мощности к шинам большегонапряжения , т.е. считать что первая очередь станции выполнена генераторами меньшего напряжения , а генераторами большей мощности производится расширение.

При наличии местной нагрузки не только на генераторном напряжении ,но и на среднем напряжении 35 кВ применяют схему , изображенную на рисунке 1.3 ,а .При наличии нагрузки на среднем

напряжении 110 кВ применяют схему, представленную на рисунке 1.3,б. Если мощности, выдаваемые станцией потребителю среднего напряжения и в систему, резко отличаются по значению, то целесообразно выбрать вариант на рисунке 1.3,в.

Если мощность местной нагрузки относительно мала (не более 30% суммарной мощности генераторов ТЭЦ), то структурную схему ТЭЦ рекомендуется строить на блочном принципе, а питание местной нагрузки и собственных нужд осуществлять путем ответвлений от генераторов с установкой реакторов или понижающих трансформаторов.

Смешанная схема имеет блочную и неблочную части.



а—схема с поперечными связями на генераторном напряжении с трехобмоточными трансформаторами связи; б— схема неблочного типа с автотрансформатрами связи ; в—с двухобмоточными трансформаторами.

Рисунок 1.3 – Структурные схемы ТЭЦ

Алгоритм выбора структурной схемы показан на рисунке 1.4. По единичной мощности генераторов определяется тип станции ТЭЦ или КЭС. Для ТЭЦ решается вопрос о схеме питания потребителя и связи станции с системой.

=

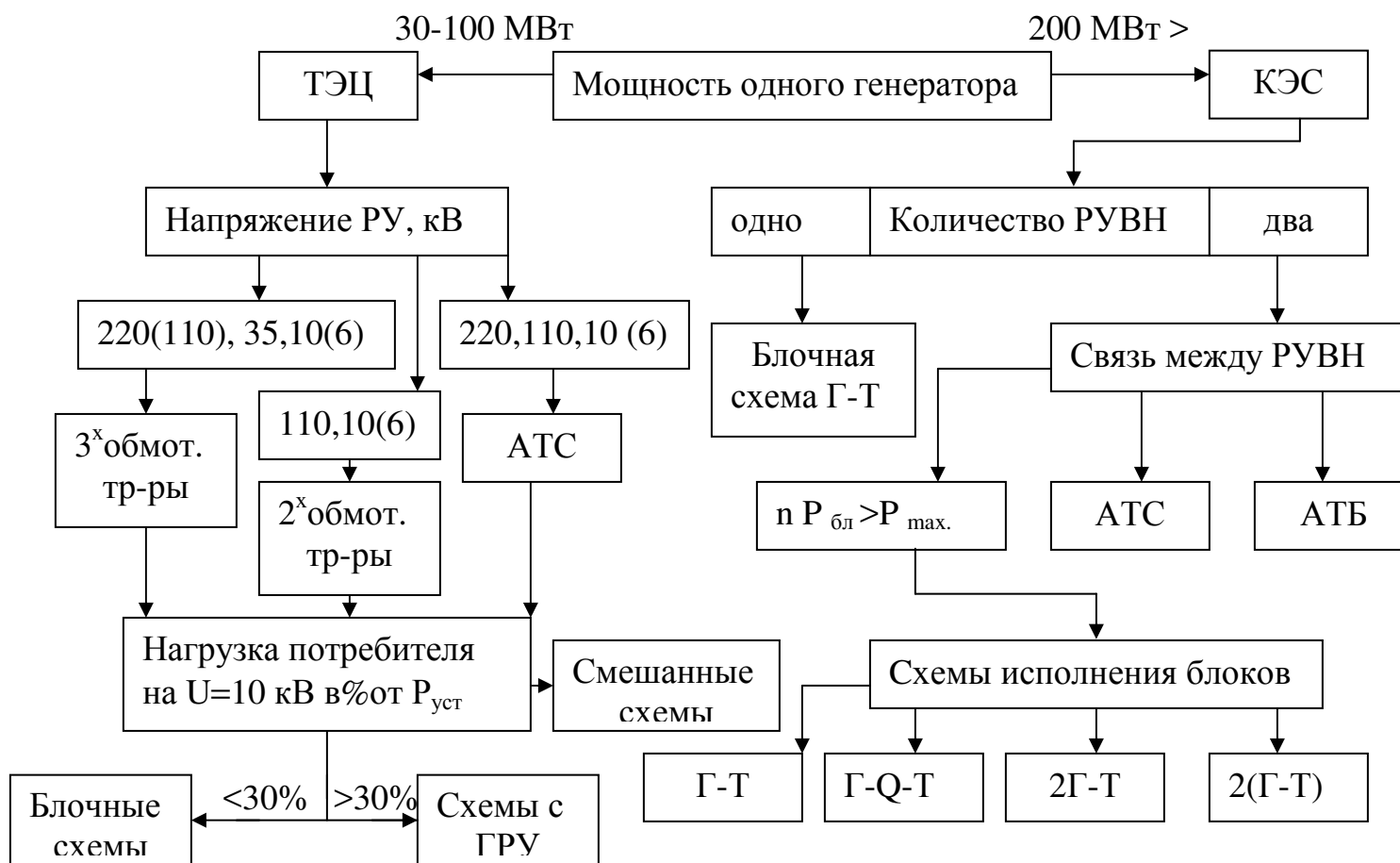


Рисунок 1.4–Таблица–алгоритм 1 для выбора структурных схем ТЭС

2 Расчет перетоков мощности

Расчет перетоков мощности удобно выполнять с помощью диаграмм. Диаграммы перетоков мощности составляются для максимального, минимального и аварийного режимов работы оборудования. Диаграммы составляют содержание таблицы 2, представленной на рисунках 2.1, 2.2, 2.3.

Максимальный режим соответствует максимальной выработке мощности генераторами станции и максимальной мощности потребителей. Минимальный режим соответствует минимальной выработке мощности генераторами станции и минимальной нагрузке. При аварийном режиме считают, что аварийно отключился генератор от шин, с которых питается потребитель. Оставшиеся генераторы работают в максимальном режиме, а нагрузка потребителя минимальная.

Расчет перетоков мощности ведется в комплексных числах:

$$S = P + jQ, \quad (2.1)$$

где P – активная мощность;

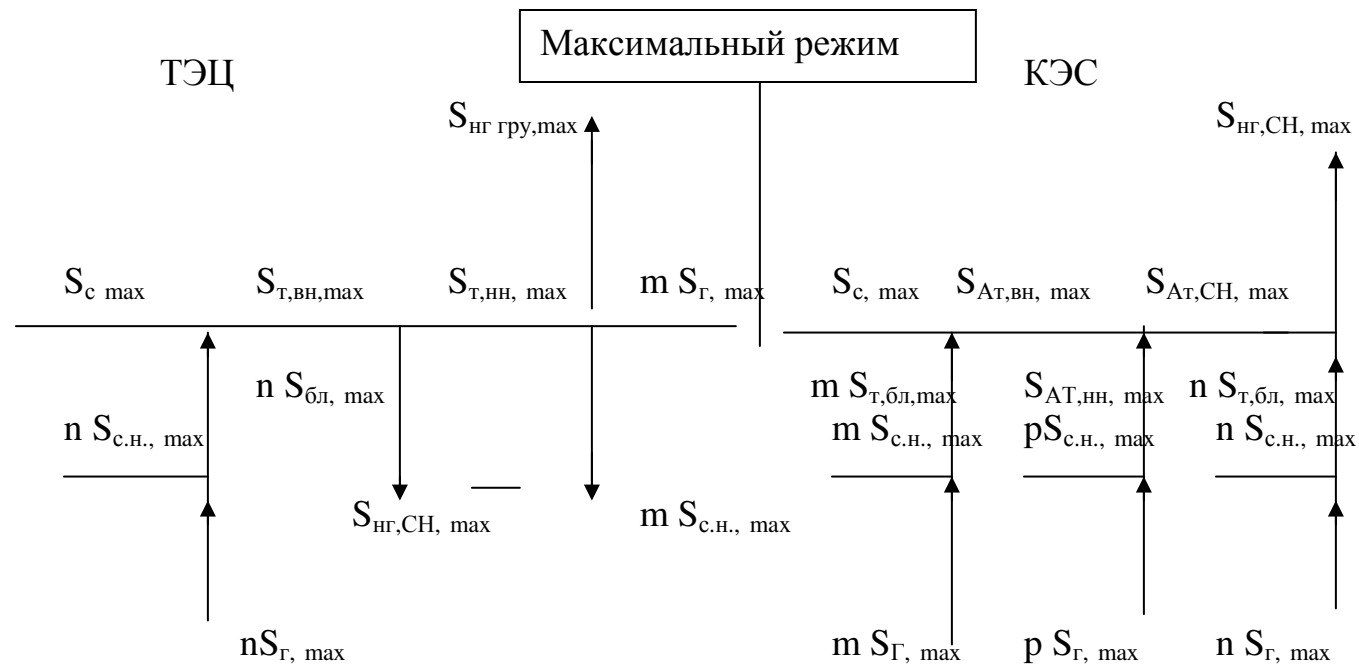
Q – реактивная, определяемая по формуле: $Q = P \cdot \tan \varphi$.

Сначала следует рассчитать перетоки мощности через элементы схемы: генераторы, потребители, собственные нужды и результаты расчетов свести в таблицу 2.1, в которой показан пример расчета.

По первому закону Кирхгофа определяют перетоки мощности через блочные трансформаторы и трансформаторы связи между РУ. Направления потоков мощности показаны на диаграммах.

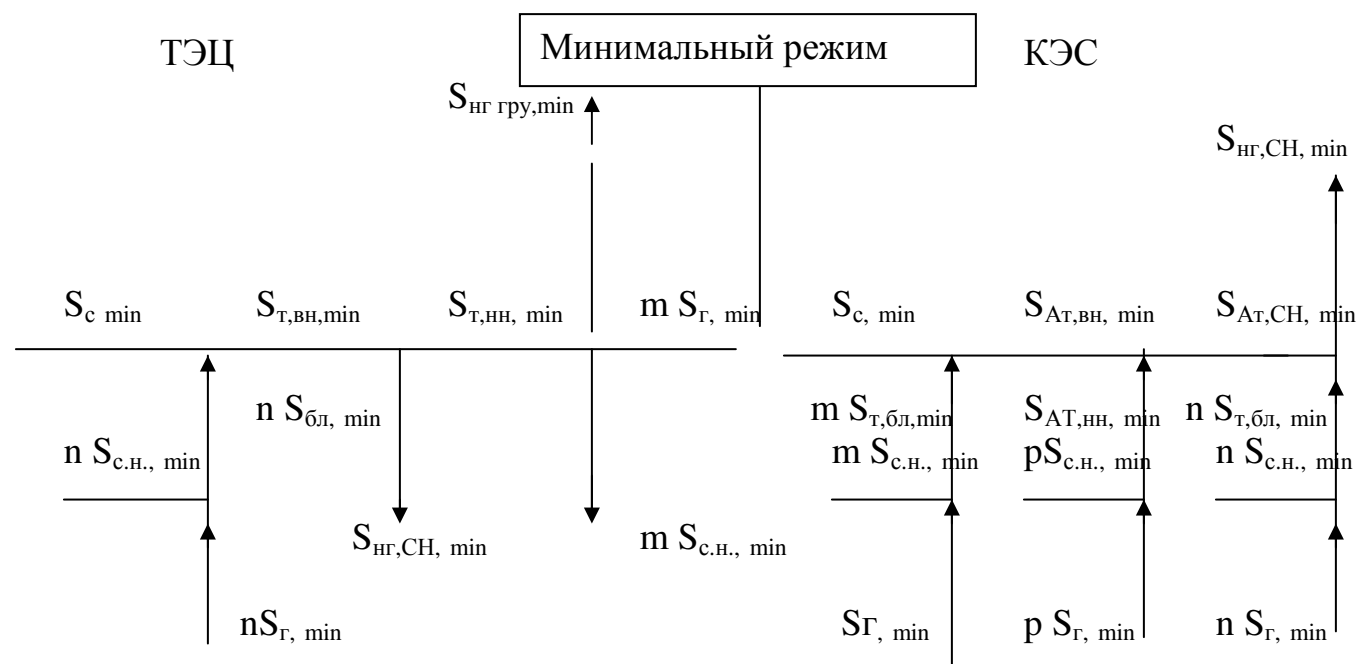
Таблица 2.1 – Перетоки мощности через элементы схемы

Элементы схемы	Режимы	$P, \text{МВт}$	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	$Q, \text{МВАр}$	$P + jQ$
Генератор	Максимальный	200	0,85	0,62	124	$200 + j124$
	Минимальный	180	0,85	0,62	111,6	$180 + j111,6$
Потребитель	Максимальный	300	0,95	0,328	98,4	$300 + j98,4$
	Минимальный	250	0,95	0,328	82	$250 + j82$
Собственные нужды	Максимальный	16	0,8	0,75	12	$16 + j12$
	Минимальный	14,4	0,8	0,75	10,8	$14,4 + j10,8$



$S_{Г, \max}$, $S_{с.н., \max}$, $S_{Т,бл, \max}$, $S_{АТ,CH, \max}$, $S_{АТ,вн, \max}$, $S_{с, \max}$, $S_{нг,CH, \max}$, $S_{нг,гру, \max}$, $S_{Т,нн, \max}$, $S_{Т,вн, \max}$ – значение полных максимальных мощностей соответственно для генератора, собственных нужд, блочных трансформаторов, обмоток автотрансформаторов среднего напряжения, обмоток автотрансформаторов высокого напряжения, системы, нагрузки среднего напряжения, нагрузки ГРУ, обмоток трансформатора связи с низкой стороны, обмоток трансформатора связи с высокой стороны.

Рисунок 2.1 – Диаграмма перетоков мощностей в максимальном режиме



$S_{Г, \min}$, $S_{с.н., \min}$, $S_{Т, \text{бл}, \min}$, $S_{АТ, \text{CH}, \min}$, $S_{АТ, \text{вн}, \min}$, $S_{с, \min}$, $S_{нг, \text{CH}, \min}$, $S_{нг, \text{гру}, \min}$, $S_{Т, \text{нн}, \min}$, $S_{Т, \text{вн}, \min}$ — значение полных минимальных мощностей соответственно для генератора, собственных нужд, блочных трансформаторов, обмоток автотрансформаторов среднего напряжения, обмоток автотрансформаторов высокого напряжения, системы, нагрузки среднего напряжения, нагрузки ГРУ, обмоток трансформатора связи с низкой стороны, обмоток трансформатора связи с высокой стороны.

Рисунок 2.2—Диаграмма перетоков мощностей в минимальном режиме

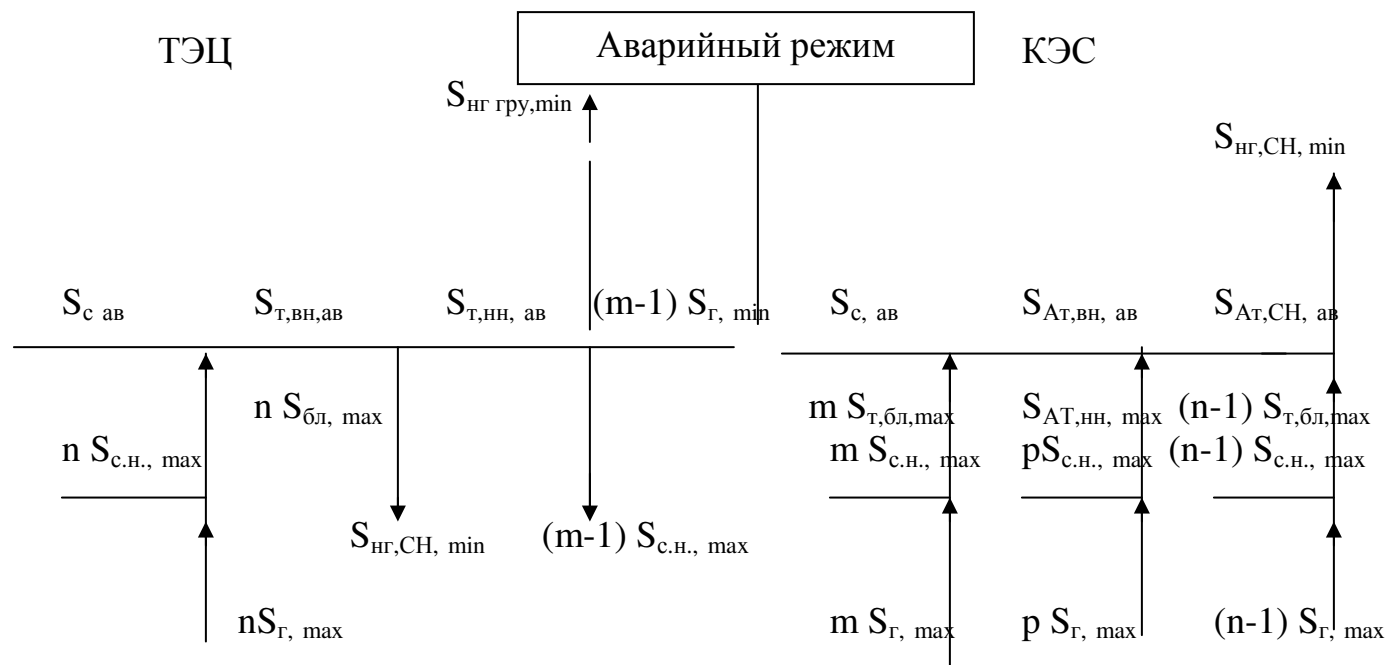


Рисунок 2.3—Диаграмма перетоков мощностей в аварийном режиме

3 Выбор силовых трансформаторов

На электростанциях выбирают блочные трансформаторы и трансформаторы связи. На ТЭЦ трансформаторы связи с системой могут быть двухобмоточные, трехобмоточные и автотрансформаторы (ТС). Выбор производят по наиболее нагруженной обмотке. Чаще всего наиболее нагруженной является обмотка низкого напряжения трансформатора. На КЭС трансформаторы связи между распределительными устройствами бывают следующие: АТС–автотрансформатор связи, обмотка низкого напряжения не нагружена; АТБ–автотрансформатор блочный, т.е. к обмотке низкого напряжения подключается генератор.

При выборе автотрансформаторов следует помнить, что мощность обмотки низкого напряжения передается трансформаторным путем. Значение этой мощности не может быть больше типовой мощности автотрансформатора.

Выбирать мощности трансформаторов связи следует с учетом систематической или аварийной перегрузки.

Проверка на перегрузочную способность делается по методике, приведенной в справочнике [1, с. 52]. Надо учесть при пользовании таблицами перегрузочной способности, что при напряжении трансформатора более 220 кВ значения эквивалентной температуры охлаждающей среды $\Theta_{\text{охл}}$ берутся на 20° больше, чем действительные для данной местности проектируемого объекта.

Режим передачи мощности с обмотки высокого напряжения автотрансформатора и одновременно с обмотки низкого напряжения на обмотку среднего напряжения называется комбинированным. Может быть одновременная передача мощности с обмоток низкого и среднего напряжений на обмотку высокого напряжения. Такой режим также называется комбинированным.

При расчете комбинированного режима автотрансформаторов должны выполняться условия:

–мощность обмотки низкого напряжения должна быть меньше или равна типовой мощности $S_{\text{нн}} \leq S_{\text{тип}}$;

–мощность общей обмотки должна быть меньше или равна типовой мощности $S_{\text{о}} \leq S_{\text{тип}}$;

—мощность последовательной обмотки должна быть меньше или равна типовой мощности $S_{\text{посл.}} \leq S_{\text{тип.}}$;

—типовая мощность равна :

$$S_{\text{тип}} = S_{\text{н}} \cdot K_{\text{выг}} \quad (3.1)$$

где $K_{\text{выг}}$ —коэффициент выгодности ,равный $K_{\text{выг.}} = (U_{\text{вн}} - U_{\text{сн}}) U_{\text{вн.}}$

Блоки Г–Т на КЭС и ТЭЦ отличаются тем , что от блоков ТЭЦ кроме собственных нужд подключается нагрузка на генераторном напряжении. Такие блоки имеют место , когда ТЭЦ выполняются по блочному принципу. В смешанных схемах ТЭЦ нагрузка обычно питается от шин ГРУ, а от блоков делается отпайка к трансформатору собственных нужд. Связь станции типа ТЭЦ с системой, как уже отмечалось выше, может осуществляться трансформаторами связи двухобмоточными ,трехобмоточными и автотрансформаторами в зависимости от напряжений РУ. Рекомендуется устанавливать два трансформатора связи. При выборе номинальной мощности трансформаторов связи учет их нагрузочной способности зависит от режима ,определившего расчетную (наибольшую) мощность. Если вероятность расчетного режима достаточно велика (плановое или аварийное отключение одного генератора на станции ,аварийная ситуация в системе),то при выборе номинальной мощности можно идти лишь на перегрузку без сокращения срока службы ($K_{\text{п,сис.}}$). В тех случаях , когда расчетный режим редкий (отказ одного трансформатора связи),при выборе $S_{\text{ном}}$ используют коэффициент допустимой аварийной перегрузки $K_{\text{п,ав}}$

Расчетный коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов при проектировании принимается $K_{\text{п,ав}} = 1,4$, или определяется по таблицам нагрузочной способности [1, с. 52]. в зависимости от коэффициента недогрузки K_1 , продолжительности перегрузки в течение суток h и эквивалентной температуры $\Theta_{\text{охл}}$.

Если обмотка низкого напряжения автотрансформатора имеет нагрузку , то $S_{\text{н}}$ последнего определяют по формуле:

$$S_{\text{н}} = S_{\text{тип}} / K_{\text{тип}} \quad (3.2)$$

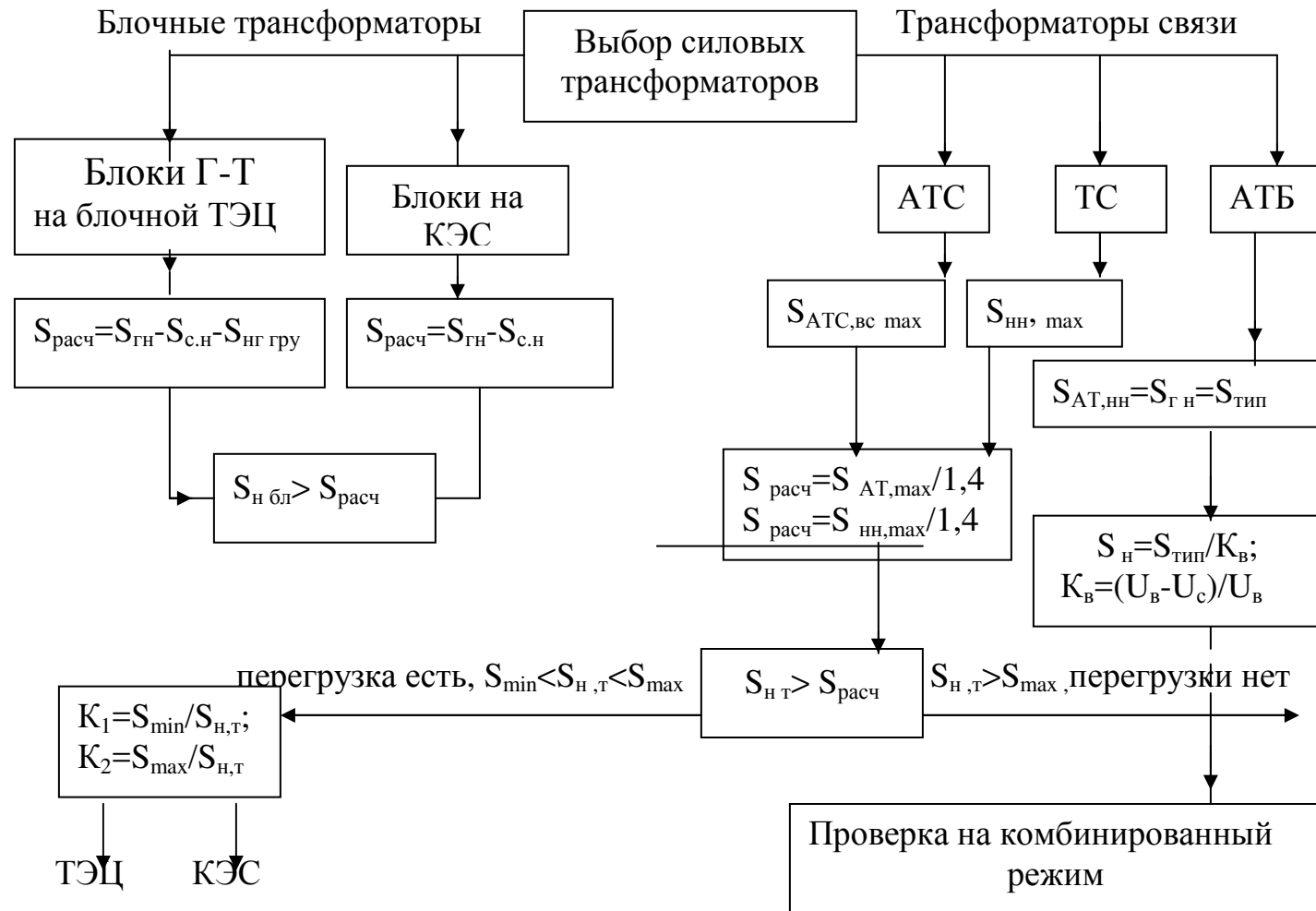


Рисунок 3.1—Таблица—алгоритм 3 для выбора силовых трансформаторов.

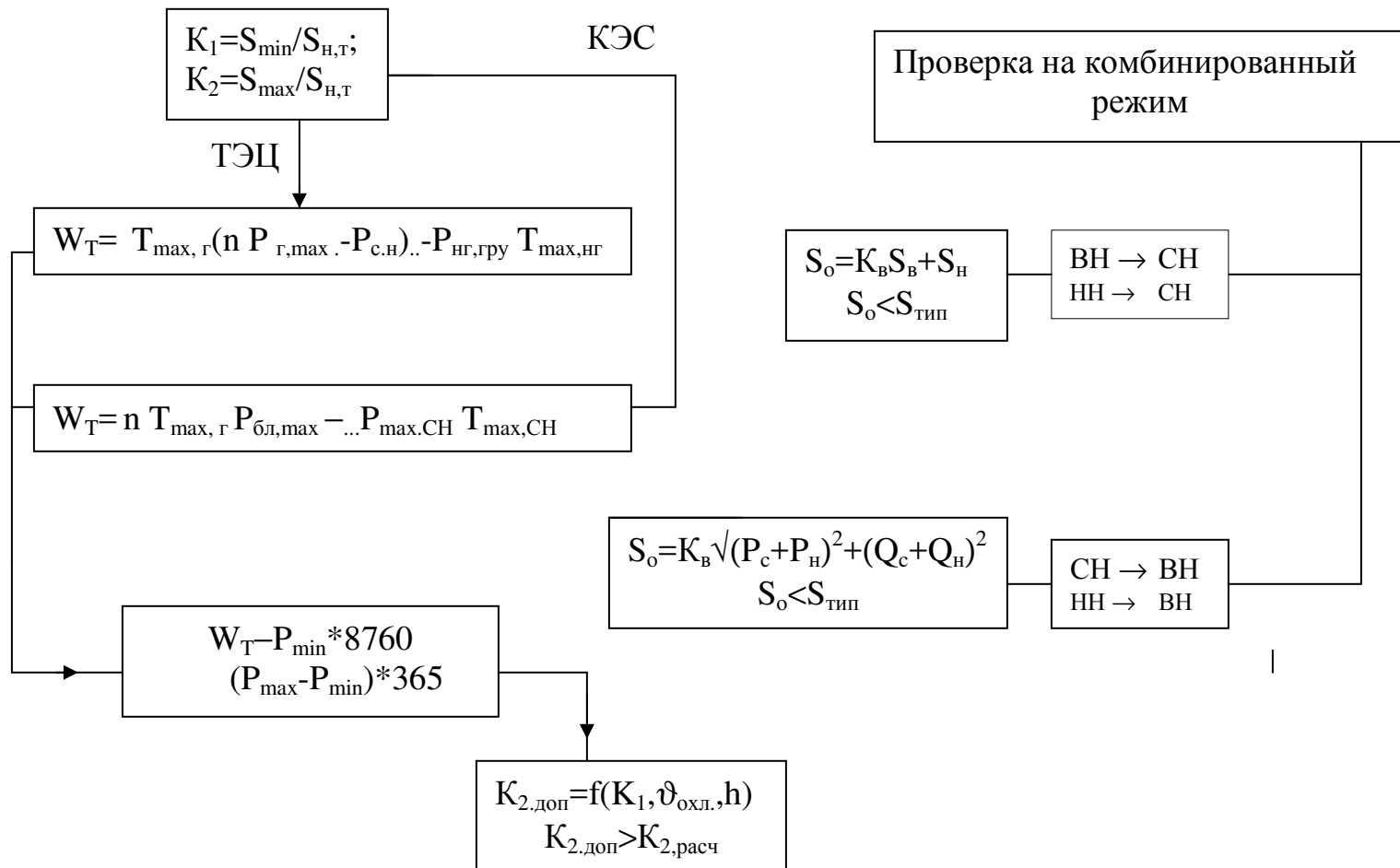


Рисунок 3.2–Продолжение таблицы–алгоритма 3 для выбора силовых трансформаторов

4 Технико – экономическое сравнение вариантов схем ТЭС

Сравнение вариантов структурных схем производится по приведенным затратам (З).Методика определения приведенных затрат в виде таблицы 4 ,представлена на рисунке 4.1.

При расчете капитальных затрат заводские цены трансформаторов и автотрансформаторов рекомендуется брать из справочника [1], стоимость ячеек РУ из [2,с. 638]

Значения коэффициента γ , учитывающего монтаж и транспортировку трансформатора , приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Значения коэффициента γ для трансформаторов

U_{BH} кВ.	35		110		220		500	
S_1 МВА	≤ 16	> 16	≤ 32	> 32	≤ 160	> 160	Однофазные	Трехфазные
γ	2	1,6	1,7	1,5	1,4	1,4	1,3	1,35

Если заводские цены для трансформаторов взяты из [2],то на коэффициент γ , учитывающий транспортировку и монтаж , умножать не следует , так как эти затраты уже учтены.Для перевода цен в тенге принимается условный коэффициент пересчета , равный 206 .

При расчете эксплуатационных издержек надо знать коэффициент β – стоимость 1 кВт ч энергии , который для Казахстана равен

$$\beta = 0,8 \cdot 206 \cdot 10^{-5} = 165 \cdot 10^{-5} \text{ т. тенге/кВт ч.}$$

При расчете ущерба от ненадежности схемы определяют недоотпуск энергии в систему и умножают на y_0 – удельный ущерб для системы ,который равен

$$y_0 = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 206 = 31 \cdot 10^{-3} \text{ тыс.. тенге/кВт.ч}$$

.Потери энергии в трансформаторах определяют по таблице 5, недоотпуск энергии-по таблицам 6 и 7.



Рисунок 4.1 – Таблица – алгоритм 4 для технико – экономического расчета

5 Расчет потерь энергии в трансформаторах

Потери энергии в трансформаторах производится по формулам, приведенным в таблице – алгоритме 5 (рисунок 5.2). Формулы расчета приводятся для всех видов трансформаторов: двухобмоточных, трехобмоточных однофазных и трехобмоточных трехфазных. В приведенных формулах

P_x – потери холостого хода трансформаторов ,взять из [2, с.613-621];

P_k – потери короткого замыкания трансформаторов из [2, с.613-621];

T_{max} – число часов максимальной нагрузки в году ,значения заданы для генераторов и потребителя ; $T_{max,в}$, $T_{max,с}$, $T_{max,н}$ – время использования максимальных нагрузок обмоток трансформатора, которые находятся по формулам

$$\begin{aligned} T_{max,в} &= W_{Т.В} / P_{max,в}, \\ T_{max,с} &= W_{Т.С} / P_{max,с}, \\ T_{max,н} &= W_{Т.Н} / P_{max,н}, \end{aligned} \quad (5.1)$$

где $W_{Т.Н}$ – количество энергии , прошедшее за год через обмотку трансформатора связи низкого напряжения

$$W_{Т.Н} = W_{Г} - W_{с.н.} - W_{нг ГРУ}. \quad (5.2)$$

$W_{Т.С}$ – количество энергии , прошедшее за год через обмотку трансформатора связи среднего напряжения

$$W_{Т.С} = P_{нг.СН} \max * T_{нг.СН} \max \quad (5.3)$$

$W_{Т.В}$ – количество энергии , прошедшее за год через обмотку трансформатора связи высшего напряжения

$$W_{Т.В} = W_{Т.Н} - W_{Т.С} \quad (5.4)$$

$W_{Г}$ – годовое количество энергии , выработанное генераторами ,

$$W_r = P_{г.уст} * T_{г.уст}. \quad (5.5)$$

$W_{нг ГРУ}$ – количество энергии ,переданное потребителям, подключенным к шинам ГРУ,

$$W_{нг ГРУ} = P_{нг ГРУ} * T_{нг ГРУ}, \quad (5.6)$$

Потоки энергии ,прошедшие за год через обмотки трансформаторов, определяются по диаграмме баланса энергии,которая для схемы ТЭЦ приведена на рисунке 5.1

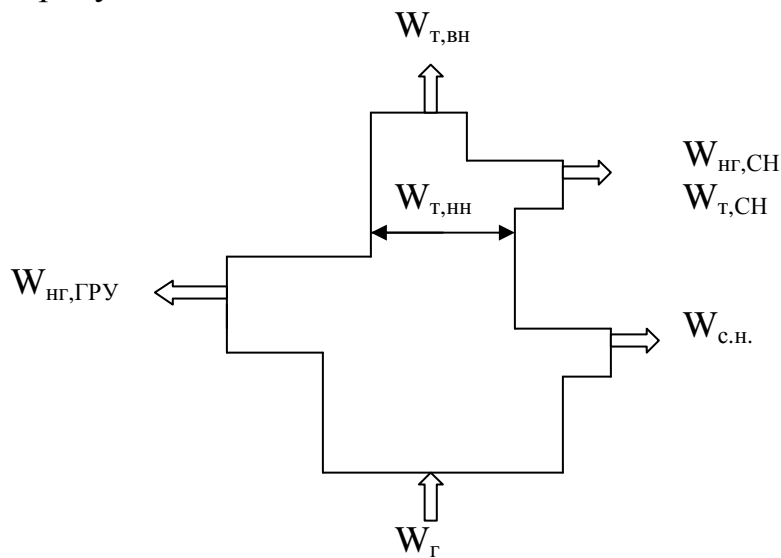


Рисунок 5.1 – Диаграмма баланса энергии в схеме ТЭЦ с шинами ГРУ

Далее по кривым $\tau = f(T_{max})$ определяются τ_B , τ_C , τ_H [2,с.396] При наличии в схеме ТЭЦ двух трансформаторов связи найденные потери энергии в одном трансформаторе связи умножаются на два.Для каждого варианта схемы выдачи мощности находятся суммарные потери энергии в трансформаторах.

Для КЭС время использования максимальных нагрузок обмоток автотрансформаторов находится аналогично

$$\begin{aligned} T_{CH \max} &= W_{ат,CH} / P_{CH \max}; \\ T_{BH \max} &= W_{ат,BH} / P_{BH \max}; \\ T_{HH \max} &= T_{г,уст} \end{aligned} \quad (5.7)$$

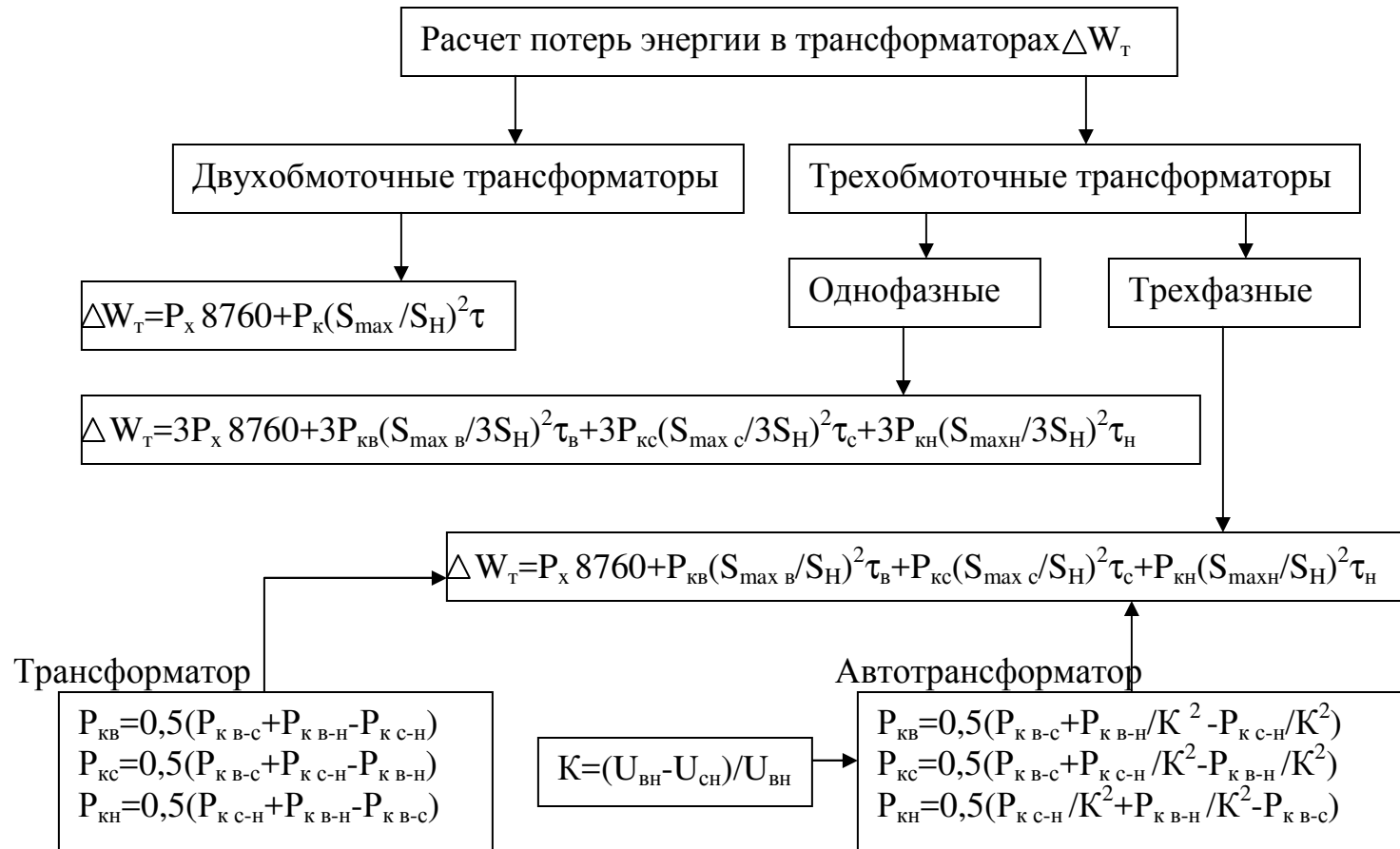


Рисунок 5.2 – Таблица – алгоритм 5 для расчета потерь энергии в трансформаторах

6 Расчет ущерба от ненадежности структурных схем КЭС и ТЭЦ

Расчет ущерба от ненадежности структурных схем КЭС рекомендуется производить по формулам, приведенным в таблице 6, в соответствии с рисунком 6.2. В приведенных формулах приняты следующие обозначения:

ω – параметр потока отказов, $1/\text{год}$;

T_B – время восстановления, ч;

T_P – времена планового ремонта, ч;

μ – частота плановых ремонтов, $1/\text{год}$

Значения выше указанных параметров приведены в [1, с. 488-489]

$q_{p.бл}$ – вероятность ремонтных режимов блока определяется по формуле

$$q_{p.бл} = (\omega T_B + \mu T_P) / 8760. \quad (6.1)$$

При расчете показателей надежности блоков значения ω, μ, T_P следует пересчитать по формулам, приведенным в [1, с. 488-489]

Продолжительности пуска блоков зависят от их предварительного теплового состояния. Время пуска взять из таблицы 6.1, приведенной ниже. При этом следует обратить внимание на продолжительности восстановления при повреждении либо блочного трансформатора, либо выключателя, либо одной фазы в группе из однофазных АТС и т.д. В таблице 6 приняты следующие обозначения $T_{\text{пуск}}$:

$T_{\text{пуск1}}$ – продолжительность пуска блока после его останова длительностью, равной $T_{B.T.}$;

$T_{\text{пуск2}}$ – продолжительность пуска блока после его останова длительностью, равной $T_{B.B.}$;

$T_{\text{пуск3}}$ – продолжительность пуска блока после его кратковременного останова (менее 1 часа), равна 1,5 ч. (0,5 ч. составляют оперативные переключения и 1 ч. – время пуска блока)

$T_{\text{пуск4}}$ – продолжительность пуска блока после его останова продолжительностью, равной $0,5 T_{P.ат}$;

$T_{\text{замены 1 фазы}}$ – составляет 10 часов

Таблица 6.1– Время пуска энергоблоков

Режим пуска	Мощность энергоблоков, МВт			
	220	320	500	800
Из состояния горячего резерва (простой менее 1 часа)	1,0	1,0	1,0	1,0
Из горячего состояния (простой менее 6–10 часов)	1,4	1,8	2,1	3,3
Из неостывшего состояния (простой от 6–10 ч до 70–90 ч)	5,3	4-5,3	4,2-5,5	5,5-7,5
Из холодного состояния (простой более 70–90 ч)	10,0	5,7	9,5	6,7-7,5

Расчет ущерба от ненадежности структурной схемы ТЭЦ проводится в соответствии с таблицей – алгоритмом 7, представленной на рисунке 6.3.

Отказы выключателей $\omega_1, \omega_2, \omega_3, \omega_4, \omega_5$ равны 0,009 1/год; ω_4 – отказы секций системы сборных шин равны 0,03 1/год на одно присоединение к секции сборных шин. Время восстановления T_v при отказах выключателей, кроме генераторных, равно времени оперативных переключений, что составляет 1 час. При отказах генераторных выключателей T_v равно времени восстановления выключателей, что составляет 20 часов. Время восстановления блоков равно 70 часов. В формулах расчета ущерба приняты следующие обозначения:

$\sum \omega_i T_{vi}$ – суммарная продолжительность простоя одного генератора за год.

U_c – ущерб от недоотпуска электроэнергии в систему;

u_o – удельный ущерб равный $0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 206$ т. тенге/кВт.ч

$T_{уст}$ – число часов установленной мощности в году;

$q_{p,r}$ – вероятность нахождения генератора в ремонте.

Методика расчета приведена в [3, с.62].

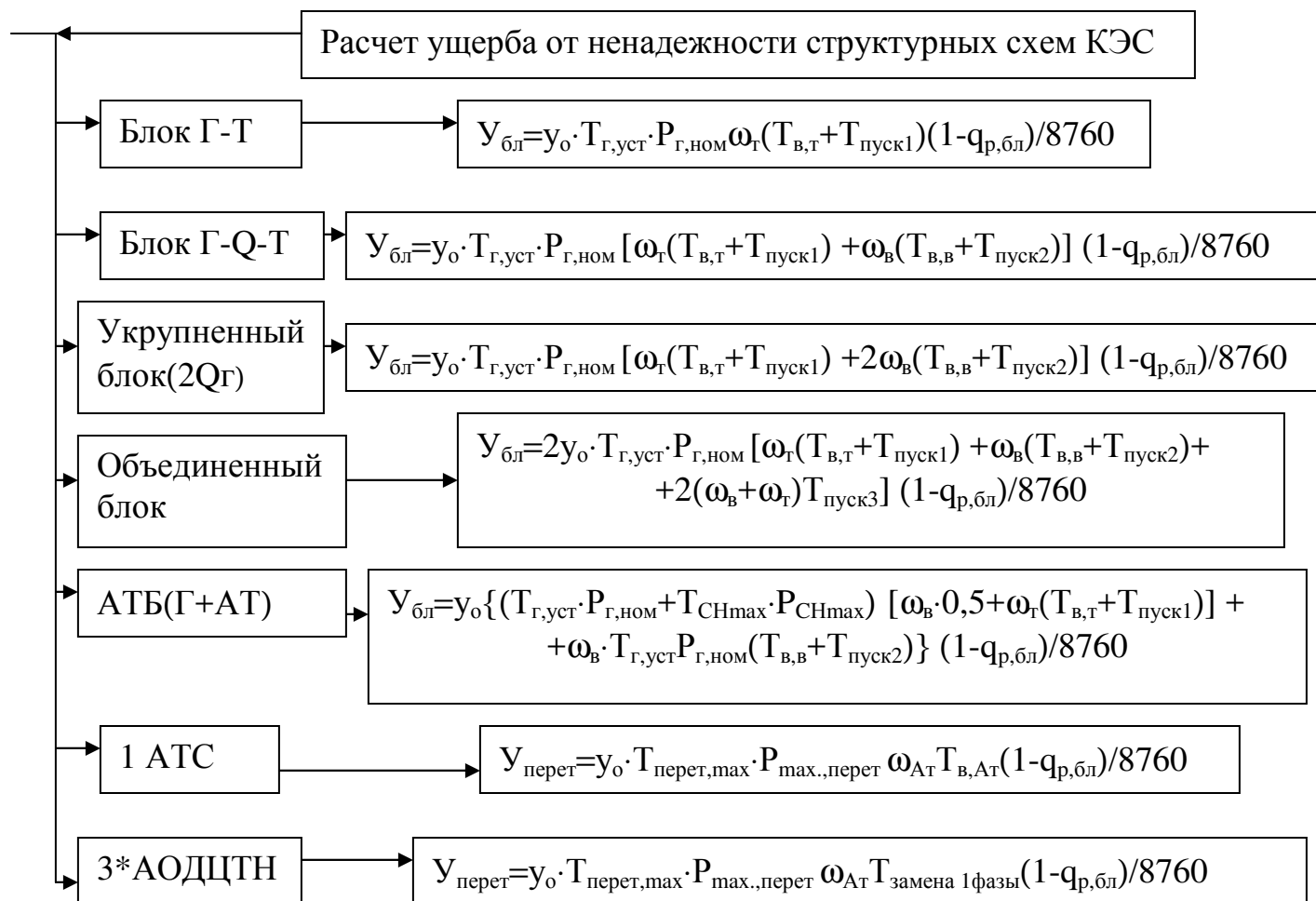


Рисунок 6.2 – Таблица – алгоритм 6 для расчета ущерба от ненадежности схемы КЭС

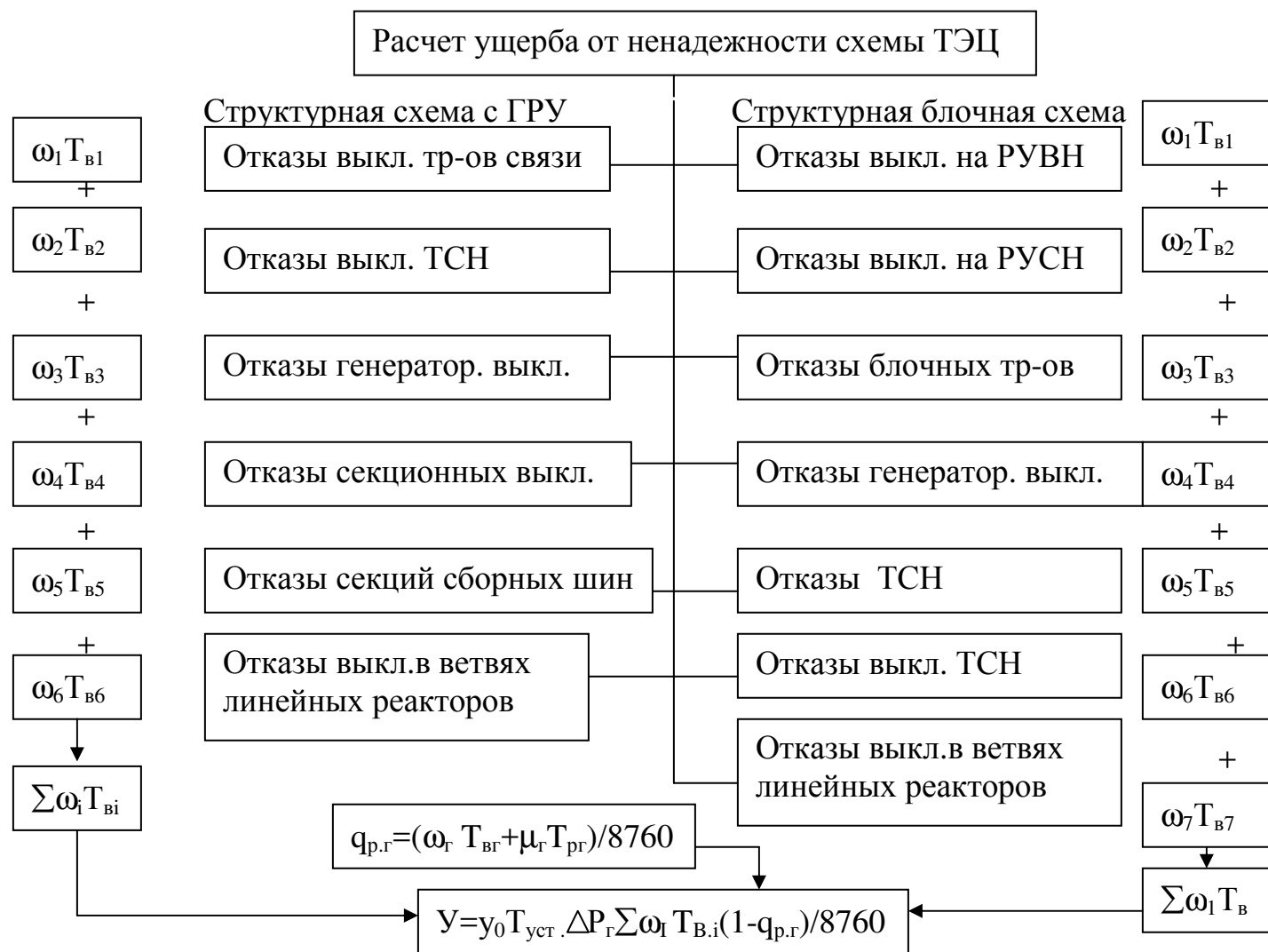


Рисунок 6.3 – Таблица – алгоритм 7 для расчета ущерба от ненадежности схемы ТЭЦ

7 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания ведется в следующей последовательности :

- составляется расчетная схема ;
- составляется схема замещения ;
- рассчитываются сопротивления ;
- преобразуют схему в одно или многолучевую звезду ;
- рассчитывают токи короткого замыкания в принятых точках.

На расчетной схеме указывают все параметры ,необходимые для расчета токов КЗ: для системы X_c * и $S_{ном, с}$ или мощность короткого замыкания $S_{кз}$; для ЛЭП удельное сопротивление X_0 [2,с.130] и длину L ; для трансформаторов $S_{ном,т}$ и U_k [2,с.613-619]; для генераторов X_d'' и $S_{ном, г}$ [2,с.610]; для реакторов X_p [2,с.622,623].

Следует пользоваться шкалой средних значений напряжений: $U_{ср}=6,3 ; 10,5 ; 37 ; 115 ; 230 ; 340 ; 515 ; 770$ кВ.

Расчет вести в относительных единицах , принимая за базисную мощность $S_б=1000$ МВА.

Схемы преобразования звезды в треугольник и треугольника в звезду приведены в[2,с.133].

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов по справочным значениям $U_{к вн-сн}$; $U_{к сн-нн}$; $U_{к вн- нн}$ надо найти $U_{к вн}$, $U_{к сн}$, $U_{к нн}$ по формулам [2,с.129] .

Расчет результирующих сопротивлений схемы производится в соответствии с таблицей – алгоритмом 8, представленной на рисунке 7.1

При расчете токов короткого замыкания необходимо учитывать место аварии . Таблица – алгоритм 9,представленная на рисунке 7.2, отражает особенности расчета токов КЗ для трех характерных случаев аварии: при удаленном КЗ, при КЗ вблизи генераторов и при КЗ на шинах собственных нужд с учетом подпитки двигателей.

Для каждого случая КЗ рассчитывают четыре значения токов КЗ: периодическую составляющую тока КЗ в начальный момент короткого замыкания – $I_{п,0}$, периодическую составляющую тока КЗ в момент короткого замыкания τ – $I_{п,\tau}$, апериодическую составляющую тока КЗ в момент отключения τ – $I_{а,\tau}$, ударный ток $I_{уд}$. Кроме того ,для каждого случая определяется термический импульс – W_k . При расчете токов КЗ

вблизи генератора в формуле расчета B_k рассчитывают следующие составляющие:

$B_{п,с}$ – периодическая составляющая термического импульса от системы

$$B_{п,с} = I_c^2 \cdot \tau_{откл}, \quad (7.1)$$

$B_{п,г}$ – периодическая составляющая термического импульса от генератора

$$B_{п,г} = B_{*п,г} \cdot I_{п,о,г}^2 \cdot \tau_{откл}, \quad (7.2)$$

$B_{*п,г}$ – относительный термический импульс от генератора [4,с.349]

$$B_{*п,г} = \frac{\int_0^{\tau_{откл}} I_{п,г,с}^2 d\tau}{I_{п,о,с}^2 \tau_{откл}}, \quad (7.3)$$

$B_{п,г,с}$ – периодическая составляющая термического импульса от генератора и системы

$$B_{п,г,с} = 2 \cdot I_c T_* I_{п,о,г} \cdot \tau_{откл}, \quad (7.4)$$

где T_* – относительный импульс от генераторов [4,с.349]

$$T_* = \frac{\int_0^{\tau_{откл}} I_{п,г,с} d\tau}{I_{п,о,с}^2 \tau_{откл}}, \quad (7.5)$$

$B_{к,а}$ – аperiodическая составляющая термического импульса от генераторов и системы:

$$B_{к,а} = I_c^2 T_{а,с} + I_{п,о,г}^2 T_{а,г} + \frac{4 I_c I_{п,о,с}}{\frac{1}{T_{а,с}} + \frac{1}{T_{а,с}}}, \quad (7.6)$$

где $T_{а,с}$, $K_{уд}$ взять из [2,с.150], $t_{с.в}$ [2,с 630], γ и $e^{-\tau/T_a}$ [2, с.152]

$$T_{а,сх} = \frac{T_{а,с} I_{п,о,с} + T_{а,д} I_{п,о,д}}{I_{п,о,с} + I_{п,о,д}}, \quad (7.7)$$

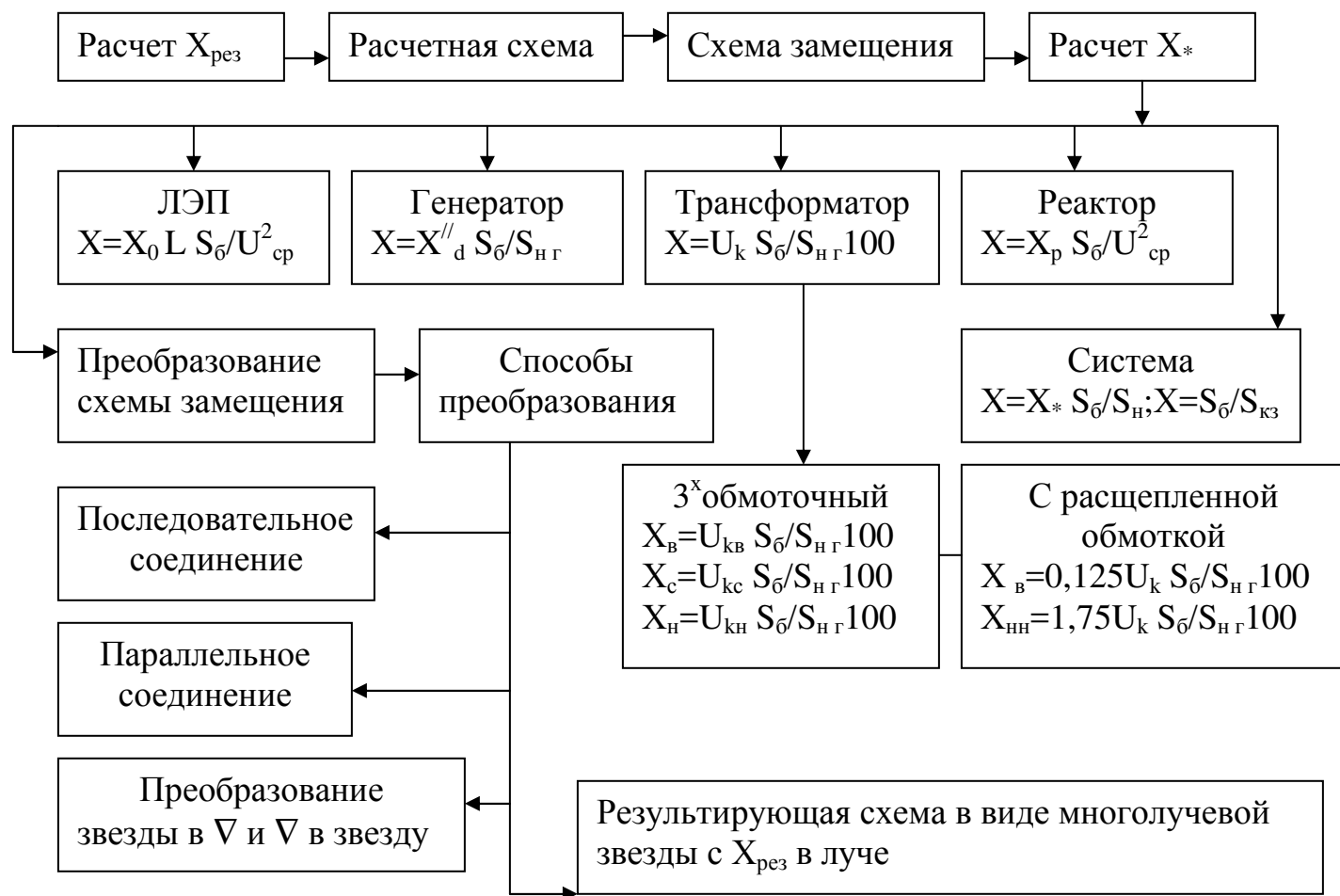


Рисунок 7.1 – Таблица – алгоритм 8 для расчета результирующего сопротивления схемы

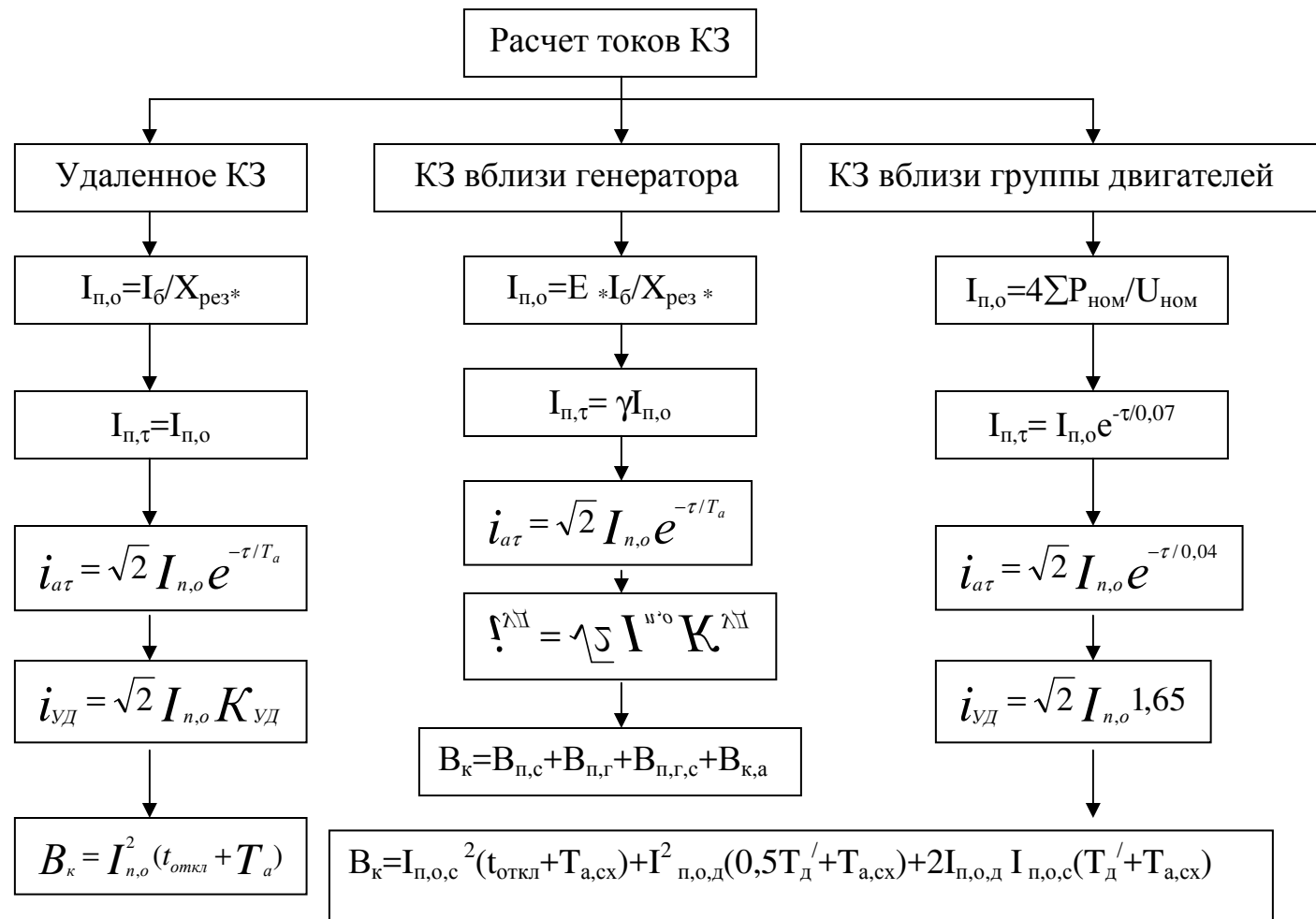


Рисунок 7.2 – Таблица – алгоритм 9 для расчета токов короткого замыкания.

8 Выбор электрооборудования и токоведущих шин

Параметры и условия выбора выключателей и разъединителей приведены в таблице 10 , показанной на рисунке 8.1. Параметры выключателя : номинальное напряжение – U_n , длительный номинальный ток – I_n , номинальный ток отключения симметричный – $I_{n,откл}$, номинальный ток отключения асимметричный – $\sqrt{2}I_{n,откл}(1+\beta_n)$, номинальный ток динамической стойкости симметричный – $I_{дин}$, номинальный ток динамической стойкости асимметричный – $i_{дин}$, номинальный термический импульс – $I_T^2 \cdot t_T$.

Момент размыкания контактов определяется по формуле

$$\tau = t_{рз} + t_{с,в}, \quad (8.1)$$

где $t_{рз}$ – минимальное время действия релейной защиты , $t_{рз} = 0,01с.$,
 $t_{с,в}$ – собственное время отключения выключателя [2,с.630].

Затухание периодического тока отключения определяется по кривым затухания [2,с.152], а относительное содержание аperiodического тока β_n – по кривой [4,с.351].

Для разъединителей номинальных параметров меньше , так как они не предназначены для отключения ни нормальных токов , ни тем более аварийных токов.

Каталожные данные выключателей взять из [2,с.630], каталожные данные разъединителей из [2,с.629] .Расчетные значения должны быть меньше или равны каталожным данным.

Условия и параметры выбора трансформаторов тока приведены в таблице 11, рисунок 8.2.Особенностью выбора трансформаторов тока является выбор по вторичной нагрузке .Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов , соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (8.2)$$

Перечень приборов , подключаемых к трансформатору тока ТА взять из [2,с.369,370], вторичная нагрузка приборов S_2 приводится в

[2,с.635], каталожные данные ТА [2,с.632] .При расчете сечения соединительных проводов рекомендуется применять провода с медными жилами на станциях с агрегатами 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец) можно принять согласно [2,с.375].

В таблице – алгоритме 12, представленной на рисунке 8.3 , приводятся формулы расчета жестких шин.Выбор жестких производится по нагреву (по допустимому току).Выбранные шины проверяются на термическую стойкость при КЗ и электродинамическую стойкость(механический расчет).

Значения $I_{\text{доп}}$ –допустимого тока шин, q –сечения жестких шин приведены в [2, с. 624,625] ; значения W –момента сопротивления шин [2, с. 223], $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение шин [2, с. 224] .

Таблица 13, представленная на рисунке 8.4 , позволяет выбрать гибкие шины , гибкий токопровод и комплектный экранированный токопровод КЭТ.Выбор производится по нагреву.Проверке по экономической плотности тока не подлежат сборные шины и ошиновка электроустановок в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений. Гибкие токопроводы генераторного напряжения проверяются по экономической плотности тока – $j_{\text{эк}}$. Значения $j_{\text{эк}}$ в зависимости от T_{max} даны в [2,с.233]. Характеристики проводов (сечение и наружный диаметр) можно взять из [2, с. 624].

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяют при $I_{\text{к}} \geq 20$ кА. Такая проверка называется проверкой на схлестывание .Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами. Согласно методике расчета, приведенной в [2,с.234] ,находят отклонение провода b , м. Найденное значение b сравнивают с максимально допустимым $b_{\text{доп}}$, которое зависит от $\alpha_{\text{доп}}$.и $D_{\text{ср}}$. $\alpha_{\text{доп}}$ –наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения.Для токопроводов генераторного напряжения $\alpha_{\text{доп}}=0,2\text{м}$, для ОРУ согласно ПУЭ при 110 кВ $\alpha_{\text{доп}} = 0,45\text{м}$; 150кВ–0,6м; 220кВ–0,95м; 330кВ–1,4м; 500 кВ–2 м .

$D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, которое при горизонтальном расположении фаз равно

$$D_{\text{ср}}=1,26D,$$

где D — расстояние между соседними фазами , при 110 кВ $D=300$ см,
при 220 кВ—400см ; при 500кВ —600 см.

Для гибких проводов при напряжении 35 кВ и выше необходима проверка на корону. Формулы проверки для нерасщепленного провода приведены на рисунке 8.4. Расчет сводится к определению критической напряженности электрического поля E_0 и расчетной напряженности E . Если условие $1,07 E \leq 0,9 E_0$ не выполняется , то провода следует расщеплять . Проверка на коронирование для расщепленных проводов приведена в [2, с.237].

Таблица – алгоритм 14 посвящена выбору реакторов. Реакторы выбирают по номинальному напряжению , току и индуктивному сопротивлению. Выбранный реактор проверяют на термическое и динамическое действие токов КЗ. Кроме того, необходимо проверить уровень остаточного напряжения на шинах при КЗ за реактором и потерю напряжения при протекании максимального тока в нормальном режиме работы. Параметры реакторов в [2, с.622] .

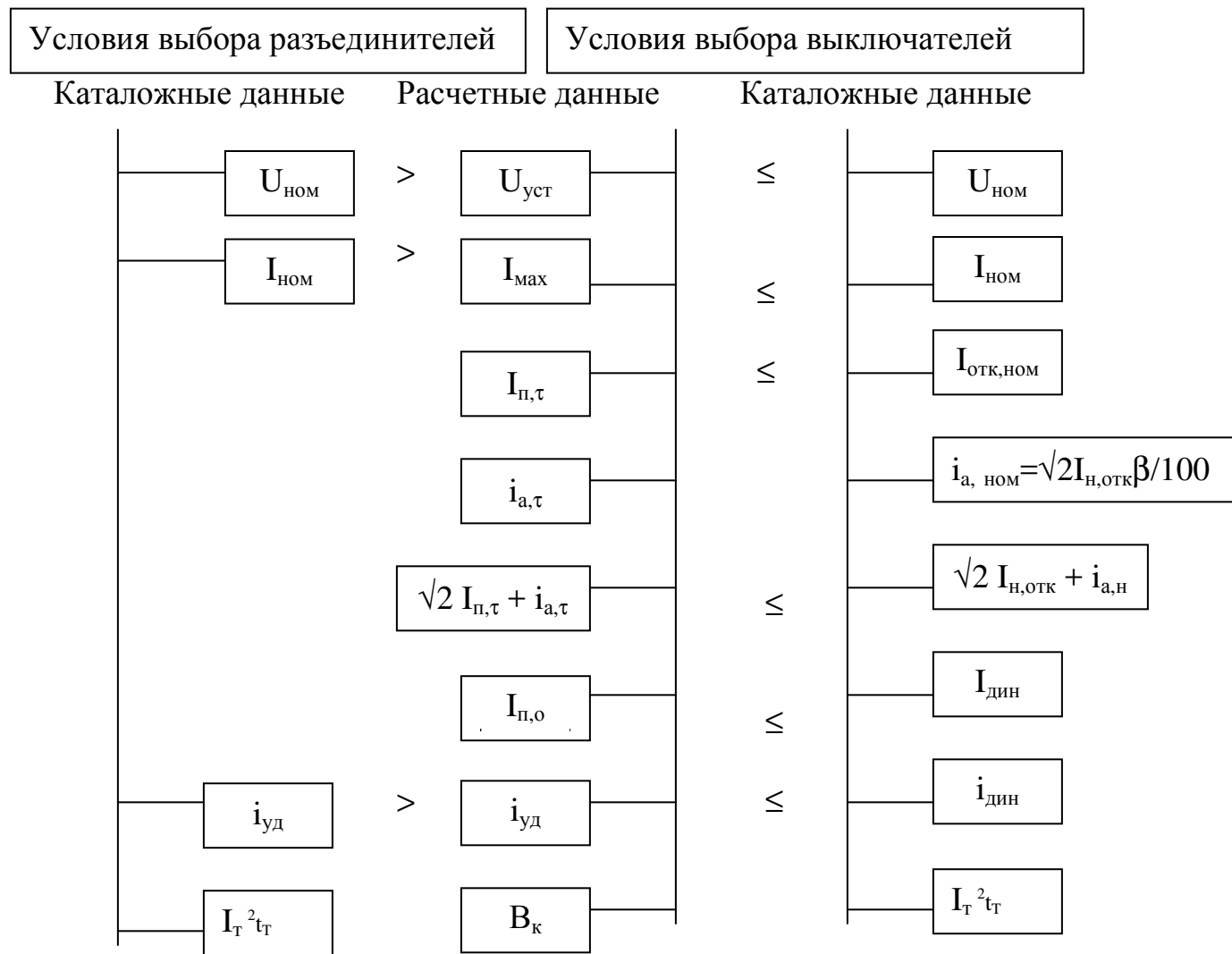


Рисунок 8.1 – Таблица – алгоритм 10 для выбора выключателей и разъединителей

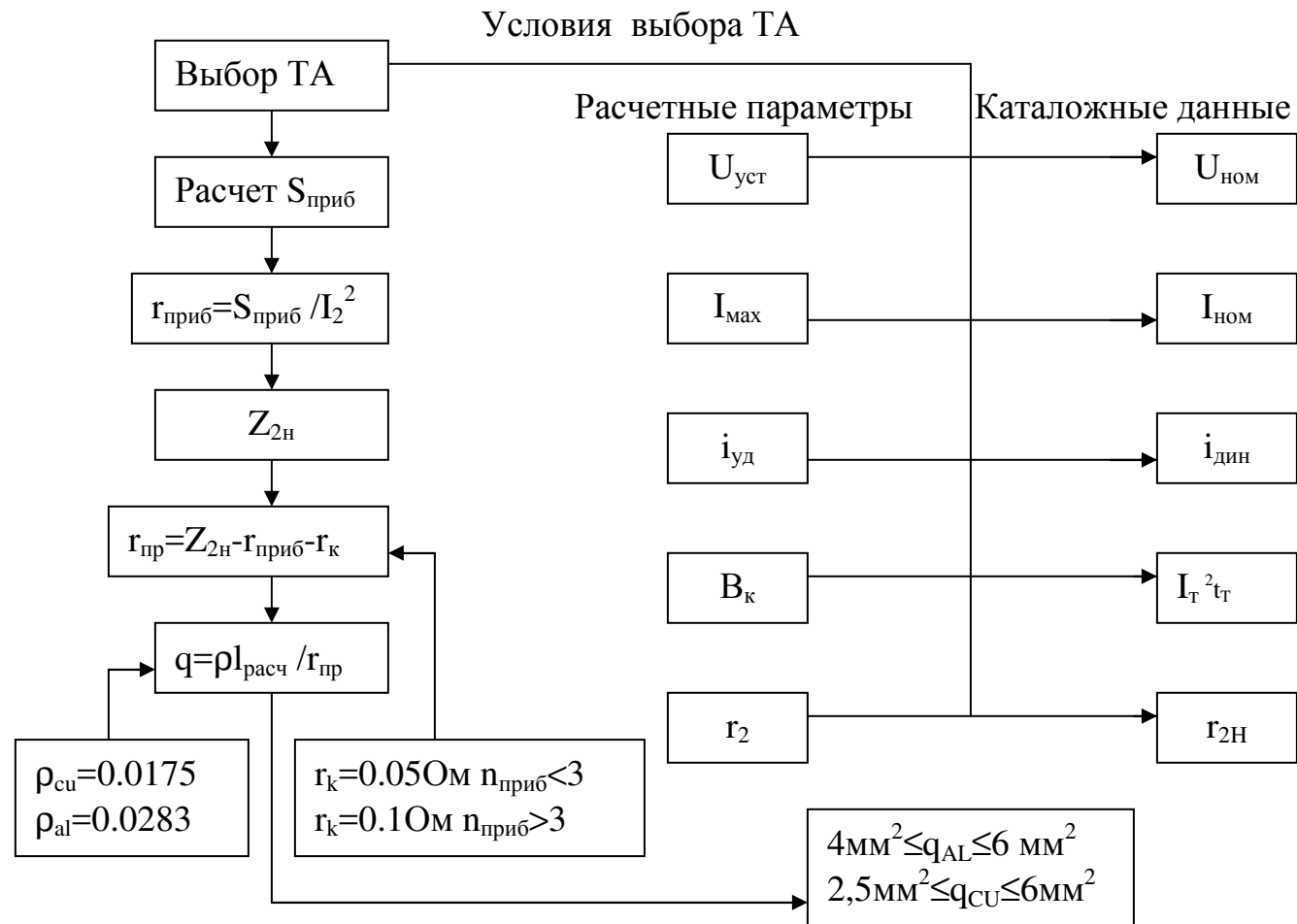


Рисунок 8.2 – Таблица – алгоритм 11 для выбора трансформаторов тока.

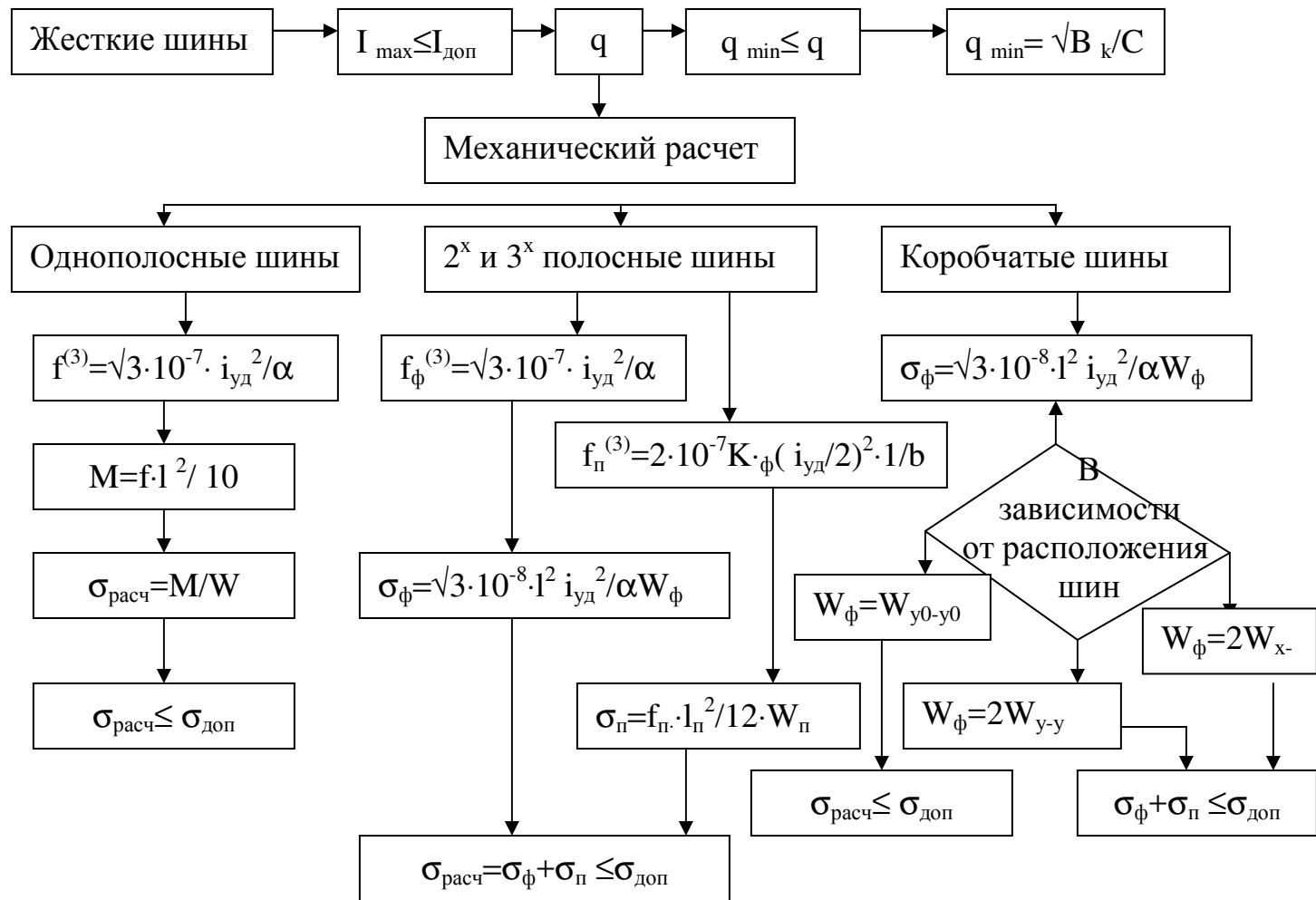


Рисунок 8.3 – Таблица – алгоритм 12 для выбора жестких шин.

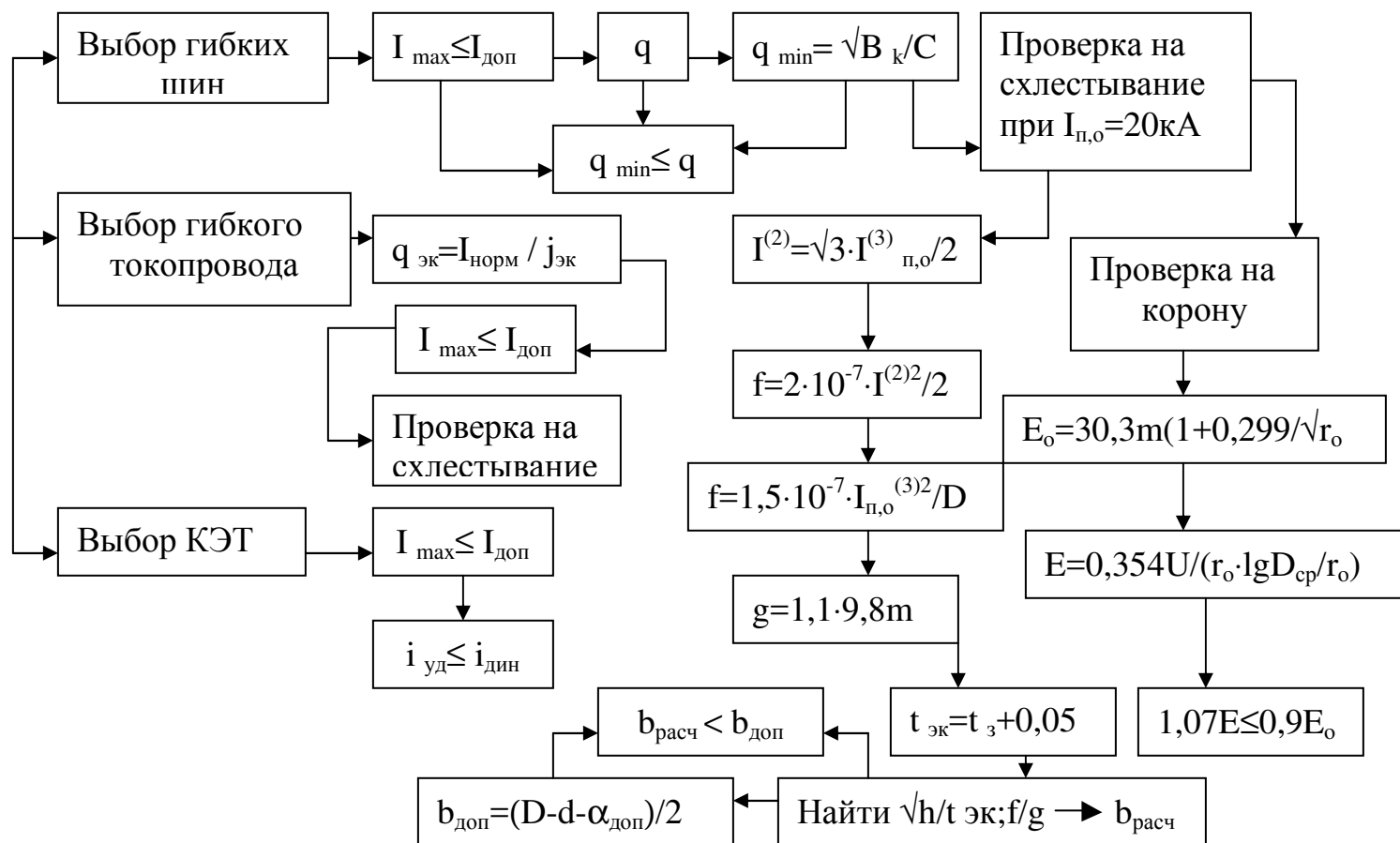


Рисунок 8.4 – Таблица – алгоритм 13 для выбора гибких шин .

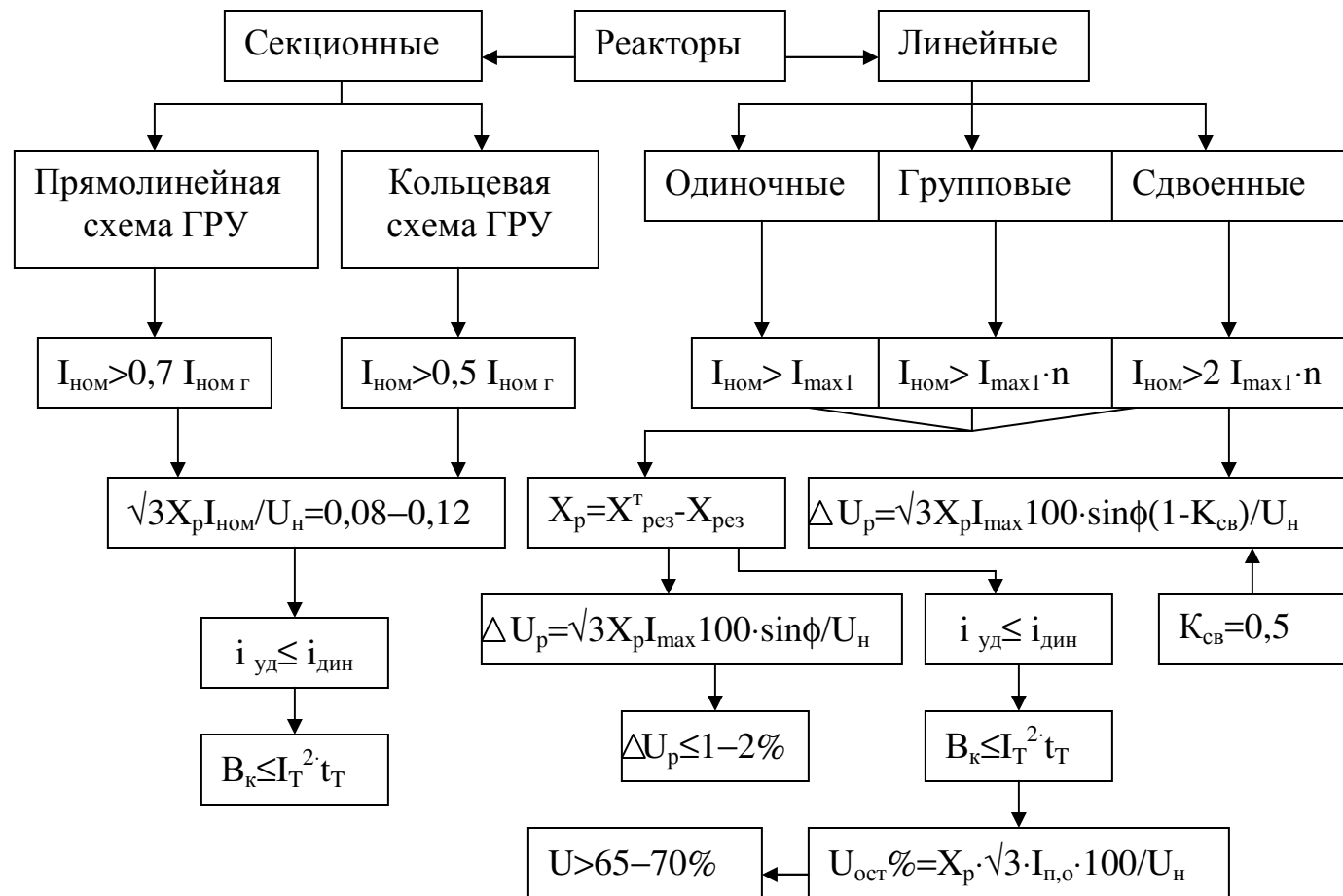


Рисунок 8.5 – Таблица – алгоритм 14 для выбора реакторов.

9 Выбор трансформаторов собственных нужд

В учебном проектировании нагрузку собственных нужд $P_{с.н. \max}$ можно ориентировочно определить по таблице 9.1

Таблица 9.1– Нагрузки и коэффициент спроса установок собственных нужд

Тип электроустановки	$P_{с.н.\max}/P_{уст},\%$	K_c
ТЭЦ : пылеугольная	8–14	0,8
газотрубопроводная	6–10	0,8
КЭС : пылеугольная	4–7	0,85–0,9
газотрубопроводная	3–6	0,85–0,9

Используя данные таблицы 9.1 , можно определить необходимую мощность собственных нужд :

$$S_{с.н.} > P_{с н \max} \cdot K_c, \quad (9.1)$$

где K_c – коэффициент спроса .

Рабочие трансформаторы с.н. блочных ТЭС присоединяются отпайкой от энергоблока. Мощность этих трансформаторов определяется по (9.1), где $P_{с н \max}$ подсчитывается в зависимости от установленной мощности блока. На мощных энергоблоках расход электроэнергии на с.н. может быть значительно ниже , так как на питательных насосах и дутьевых вентиляторах применяют турбопривод.

Если в цепи энергоблока нет генераторных выключателей , то резервные трансформаторы с.н. называются пускорезервными. Мощность каждого пускорезервного трансформатора должна обеспечить замену рабочего трансформатора одного блока и одновременный пуск или аварийный останов второго блока.

При установке генераторных выключателей мощность резервного трансформатора равна мощности рабочего трансформатора. Если часть энергоблоков с выключателями , а часть без выключателей , то число резервных трансформаторов с.н. выбирается по условию : один – при двух энергоблоках, два – при числе энергоблоков от трех до шести . При

большем числе энергоблоков предусматривается третий резервный трансформатор, не присоединенный к источнику питания.

Мощность рабочих трансформаторов с.н ТЭЦ неблочной части выбирается по условию

$$S_n > S_{с.н.} / n, \quad (9.2)$$

где n – число секций 6 кВ в неблочной части ТЭЦ;

$S_{с.н.}$ – мощность с.н. по (9.1) неблочной части ТЭЦ.

Мощность трансформаторов с.н и количество секций с.н. в блочной части ТЭЦ выбираются так же, как и для КЭС.

Если к одной секции ГРУ присоединяется один трансформатор с.н, то мощность резервного равна мощности рабочего трансформатора с.н. Если к одной секции ГРУ присоединяются два трансформатора с.н, то мощность резервного трансформатора выбирается на 50 % больше наиболее мощного рабочего источника.

На блочных ТЭЦ резервный трансформатор должен обеспечить замену наиболее мощного рабочего источника и одновременно пуск одного котла или турбины. Если в блоках генератор – трансформатор установлен выключатель, то резервный трансформатор выбирается такой же мощности, как и рабочий. Мощность резервного трансформатора проверяется по условиям запуска.

На ТЭЦ неблочного выбирается один резервный источник 6 кВ на каждые шесть рабочих трансформаторов.

Число резервных трансформаторов на станциях ТЭЦ и КЭС приводится в таблице 15, представленной на рисунке 9.1

Для уточненного расчета мощности трансформаторов с.н. составляют карту нагрузки с.н. Пример такой карты приводится для пылеугольного блока 800 МВт в [5,с.201]. Согласно карты находится суммарная расчетная нагрузка на трансформатор:

$$S_{расч} = 0,9(\sum P_{расч,д 1} + \sum S_{ном т 2}), \quad (9.3)$$

где $\sum P_{расч,д 1}$ – суммарная расчетная мощность двигателей 6 кВ;

$\sum S_{ном т 2}$ – суммарная номинальная мощность трансформаторов второй ступени 6/0,4 кВ.

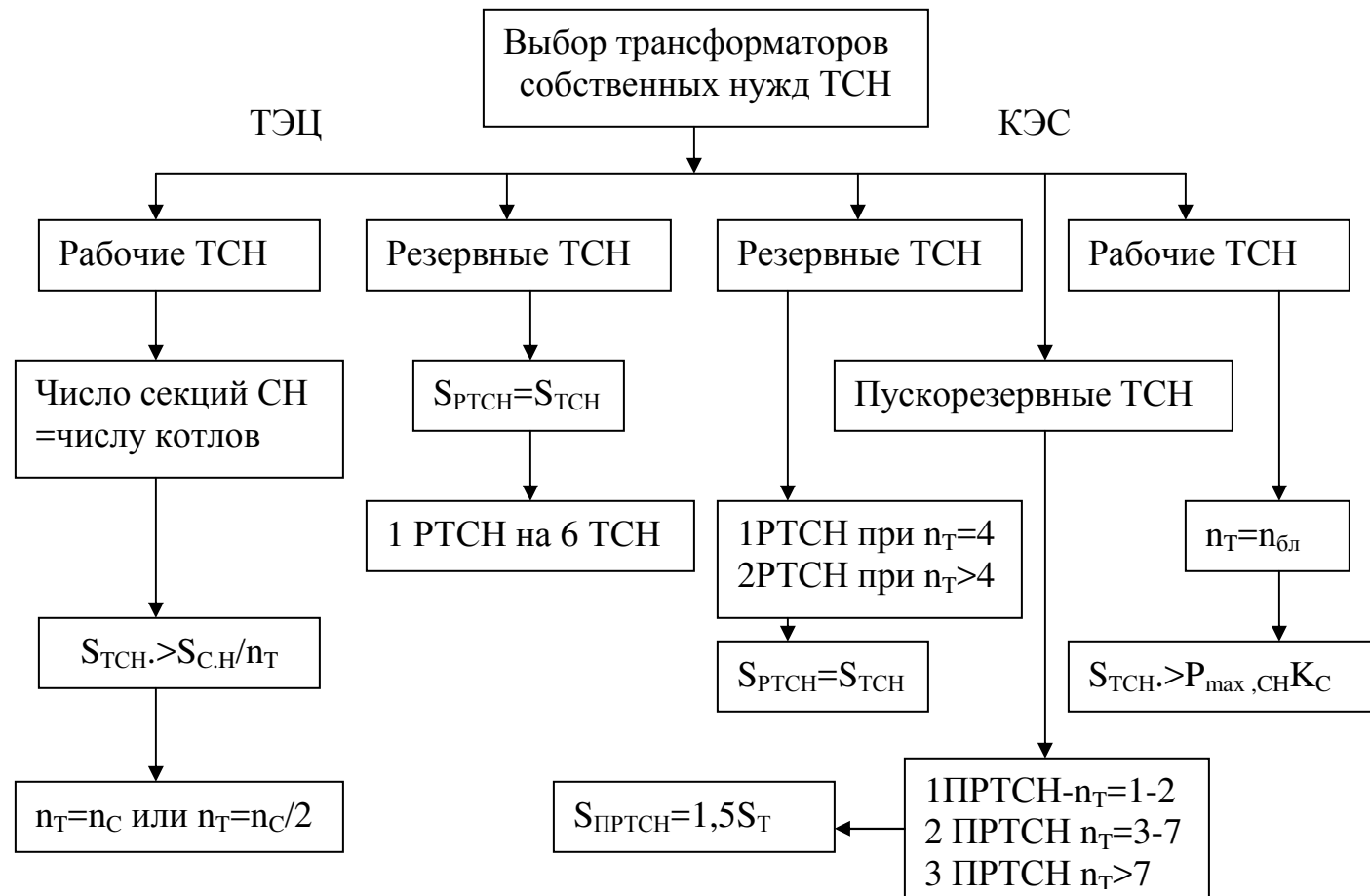


Рисунок 9.1 – Таблица – алгоритм 15 для выбора трансформаторов собственных нужд

Литература

1 Неклепаев Б.Н.,Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций : Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб.пособие для вузов. – 4-е изд.,перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

2 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций : учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 .– 648 с.

3 Баков Ю.В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ : учебн. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1991 . – 272 с.

4 Усов С.В. Электрическая часть электростанций: учебник для вузов. – Л.: Энергия, 1977. – 556 с.

5 Околович М.Н. Проектирование электрических станций : учебник для вузов. – М. : Энергоиздат, 1982. – 400 с.

Содержание

Введение	3
1 Выбор структурной схемы тепловой станции	4
2 Расчет перетоков мощности	8
3 Выбор силовых трансформаторов	12
4 Техничко – экономическое сравнение вариантов схем ТЭС	16
5 Расчет потерь энергии в трансформаторах	18
6 Расчет ущерба от ненадежности структурных схем КЭС и ТЭЦ	21
7 Расчет токов короткого замыкания	25
8 Выбор электрооборудования и токоведущих шин	29
9 Выбор трансформаторов собственных нужд	37
Литература	40