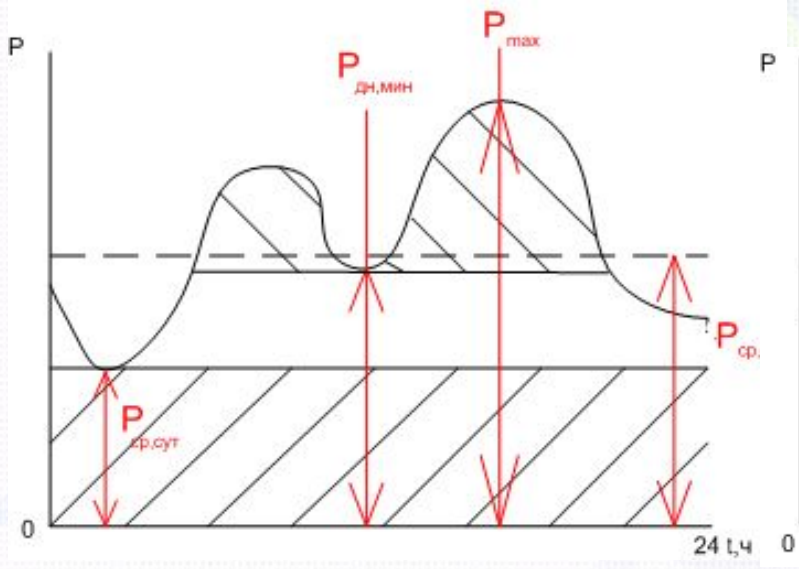
Лекция 6

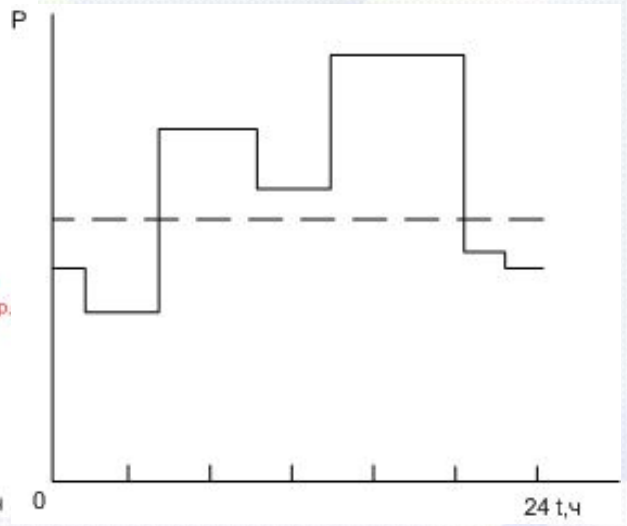
Обоснование и выбор структурных схем подстанций.

1. Графики нагрузки
2. Структурная схема подстанции.
3. Обоснование и выбор структурных схем по упрощенной методике.
4. Обоснование и выбор структурных схем по полной методике.

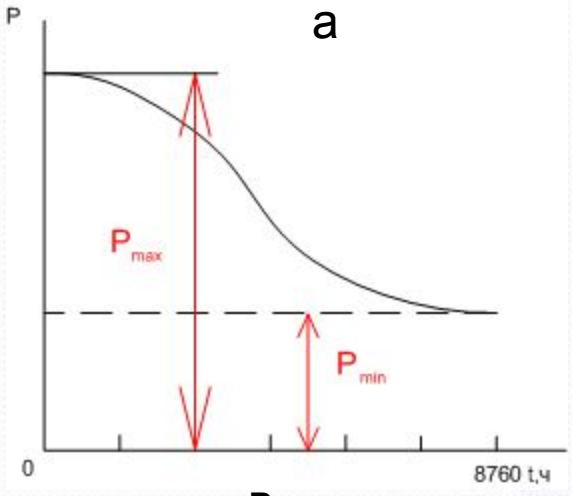
ГРАФИКИ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК.



а



б



в

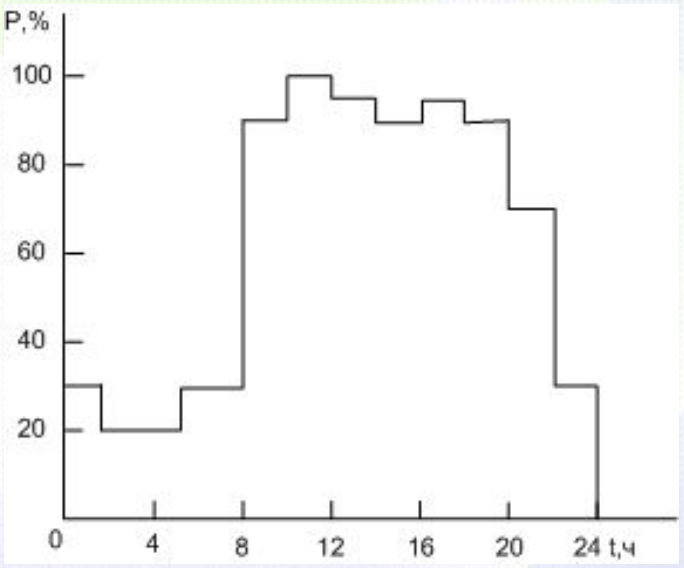
Различают графики суточные (*а* и *б)* и годовые*(в);*

по продолжительности: непрерывные (*а)* и ступенчатые (б);

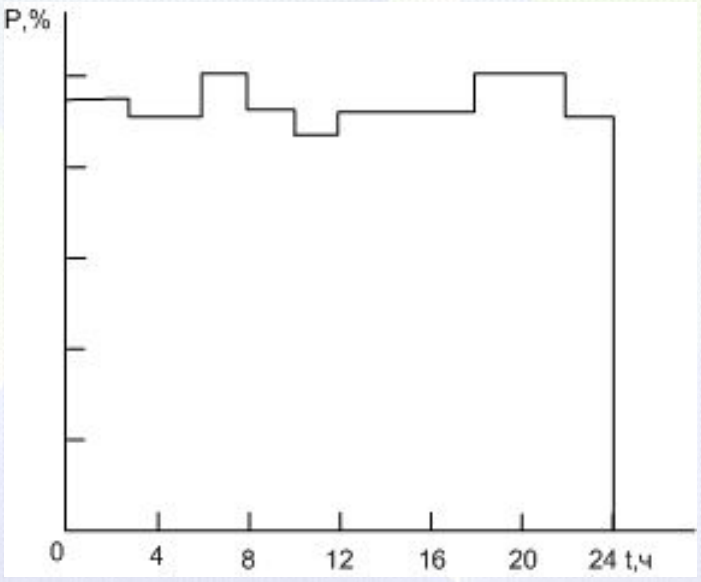
зимние и летние;

графики активной и реактивной нагрузки и т.п.

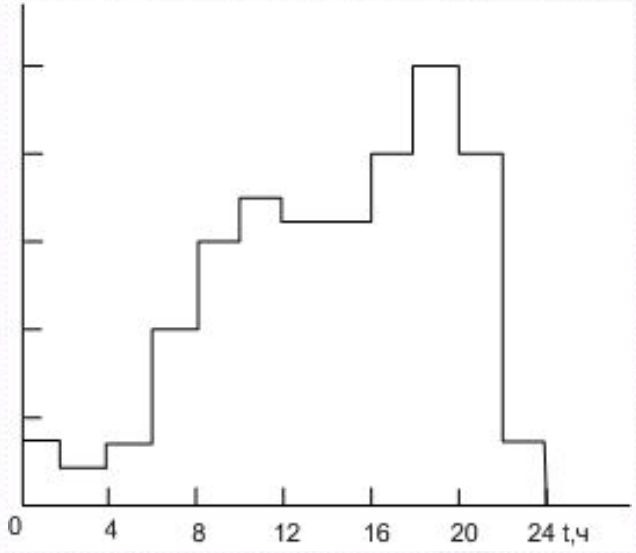
Суточные графики активной нагрузки электроустановок различного типа



а



б



в

а — двухсменное предприятие;
б — трехсменное предприятие;
в — коммунальные нужды города

Подстанции размещаются вблизи центра нагрузок. Как правило, на них устанавливается два (авто)трансформатора. Это связано с категорией электроприемников.
Действующие ПУЭ устанавливают три категории потребителей:

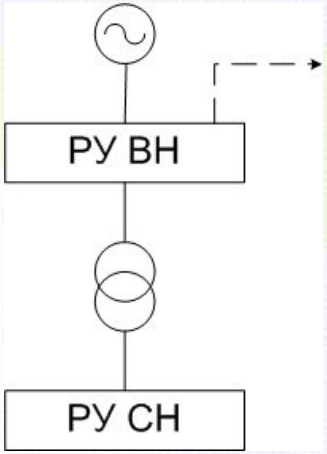
Электроприемники I категории — электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству; повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Электроприемники II категории — электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недо- отпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

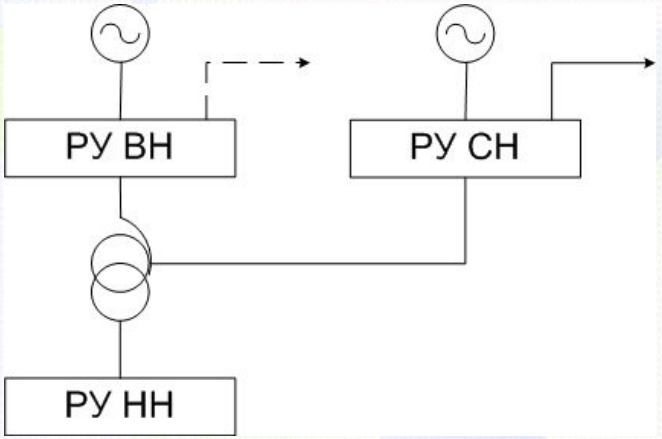
Электроприемники III категории — все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий.

Характерные структурные семы подстанций

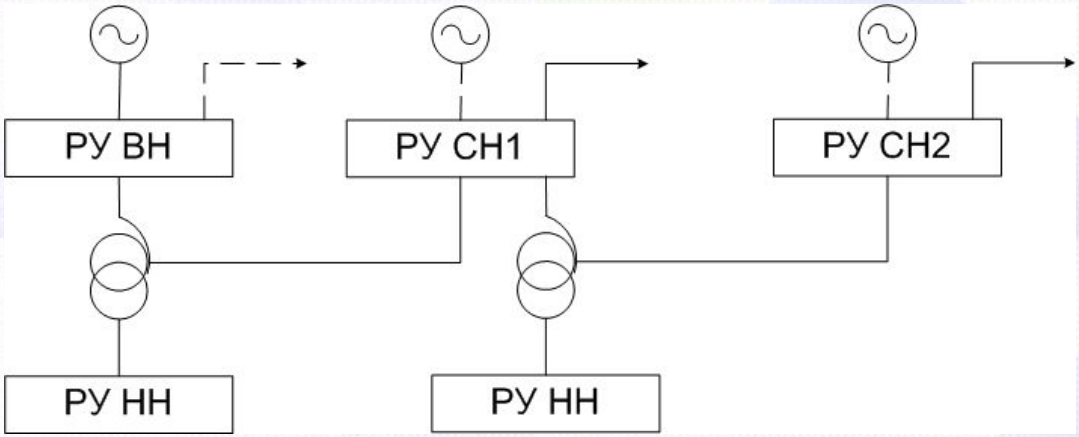
А)



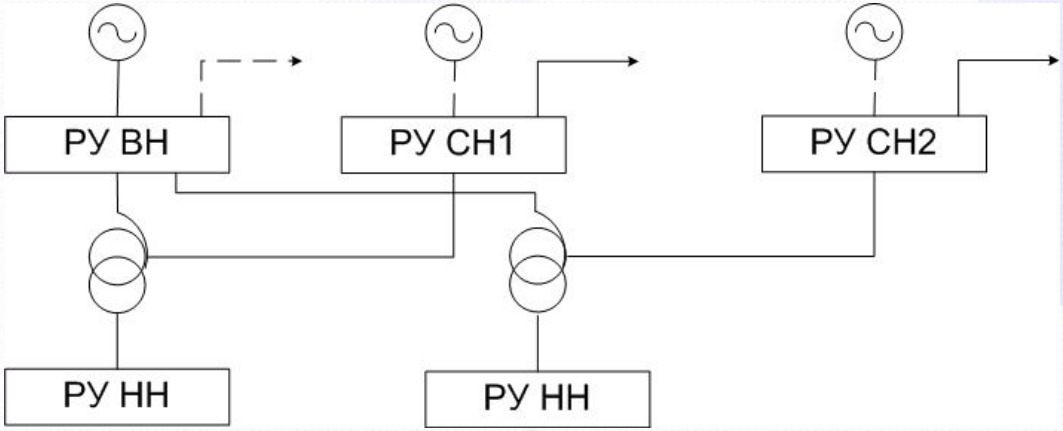
Б)



В)



Д)



Количество (авто) трансформаторов и отходящих линий показано условно.

А) Схема с одним РУ повышенного напряжения РУ ВН.

Б) Схема с двумя РУ повышенного напряжения РУ ВН и РУ СН.

В,Г) Схема с тремя РУ повышенного напряжения.

Статистические данные по подстанциям 110 – 750 кВ, эксплуатируемые в энергосистемах нашей страны.

ПОДСТАНЦИИ 750 кВ.

Количество подстанций 750 кВ невелико. Из 11 подстанций шесть с трансформацией 750/330 кВ, прочие – 750/500, 750/500/330/110, 75/500/220, и 750/220. Среди них три с одним, шесть с двумя и две с тремя автотрансформаторами. По одной, двум и трем линиям 750 кВ соответственно подключены к сети две, четыре и пять подстанций.

ПОДСТАНЦИИ 500 кВ.

На них приняты следующие ступени трансформатора: 500/220 (65%), 500/110(10%) и 500/220/110(25%). На 60% подстанций установлено два автотрансформатора; 14% подстанций находились на начальном этапе развития (один автотрансформатор), при этом для повышения надежности использована группа из трех однофазных автотрансформаторов с резервной фазой. На оставшихся 26% подстанций стоит три-четыре автотрансформатора, что является следствием роста нагрузки подстанций при эксплуатации. Лишь 5,5% подстанций подключены к сети по одной линии, 44,5% - по двум,22,2% - по трем, 20,8 – по четырем и 7% - по пяти-шести линиям.

ПОДСТАНЦИИ 330 кВ.
330/110(88%) и 330/220/110 кВ (12%). Не приняты во внимание подстанции для стыка сетей с различными системами номинальных напряжений. В 60% случаев установлено два, в 25% - три, в 9% - четыре – шесть автотрансформаторов; 6% подстанций находились на этапе развития(один автотрансформатор). Только 3% подстанций подключено к сети по одной линии, 47% - по двум, 31% - по трем и 19% - по четырем – шести.

ПОДСТАНЦИИ 220 кВ.
220/110(90%), 220/6 – 10 кВ и в ряде случаев 220/35 кВ(10%). Не учтены подстанции, служащие для электроснабжения компрессорных станций газопроводов тяговые подстанции. На 88% подстанций два (авто)трансформатора 220 кВ и две отходящие линии 220 кВ. Оставшуюся часть составляют мощные трех – четырехтрансформаторные подстанции.

ПОДСТАНЦИИ 110 кВ.
Выборочный анализ подстанций 110/6 – 35 кВ обширного региона показал, что на них, как правило, по два трансформатора и две линии 110 кВ. В 89 % случаев подстанции двух- ,в 7% - трех- и в 4% - четырехтрансформаторные.

Условия параллельного включения трансформаторов.

Допускается параллельная работа трансформаторов (автотрансформаторов) при условии, что ни одна из обмоток не будет нагружена током, превышающим допустимый ток для данной обмотки.

Параллельная работа трансформаторов разрешается при следующих условиях: группы соединения обмоток одинаковы, соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3, коэффициенты трансформации отличаются не более чем на ±0,5%, напряжения короткого замыкания отличаются не более чем на ±10%, произведена фазировка трансформаторов.

Для выравнивания нагрузки между параллельно работающими трансформаторами с отличными напряжениями к.з. допускается в небольших пределах изменение коэффициента трансформации путем переключения ответвлений при условии, что ни один из трансформаторов не будет перегружен.

2. Как правило, на параллельную работу должны включаться одинаковые трансформаторы (с точностью до производственных отклонений).

УТОЧНЕННАЯ МЕТОДИКА ОБОСНОВАНИЯ И ВЫБОРА КОЛИЧЕСТВА И МОЩНОСТИ (АВТО)ТРАНСФОРМАТОРОВ.

1. Задаются исходные данные подстанции: район сооружения; количество РУ различного напряжения; графики нагрузки для зимнего и летнего периодов; мощности синхронных компенсаторов или батарей статических конденсаторов, подключаемых к третичным обмоткам (авто)трансформаторов; задаются характеристики удельного ущерба потребителей подстанции.
2. Выбирается тип трансформаторного оборудования, подлежащего установке: при напряжении 110/6-10,220/6-10 и 330/6-10 кВ – двухобмоточные трансформаторы; 110/35/6 – 10 и 220/35/6 – 10 кВ – то же, но трехобмоточные; 220/110/6-35, 330/110/6-35, 330/220/6-35 кВ или при наличии РУ 500 кВ и выше – трехобмоточные автотрансформаторы.
3. Принимается количество (авто)трансформаторов $n_т = 2$.
4. Строятся для нормального режима графики нагрузки на стороне высшего, среднего и низшего напряжения трехобмоточных (авто)трансформаторов с учетом источников реактивной мощности, подключаемых к третичным обмоткам. Для автотрансформаторов, кроме того, рассчитываются графики нагрузки общей обмотки, если передаваемые потоки мощности суммируются на стороне среднего напряжения. При подключении к третичной обмотке автотрансформатора источника реактивной мощности, графики нагрузки общей обмотки строятся при любом сочетании направлений потоков мощностей.

Если потоки мощности суммируются на стороне среднего напряжения автотрансформатора, то полная мощность общей обмотки определяется

$$S_{общ} = \sqrt{(k_{тип} k_B P_B + P_H)^2 + (k_{тип} k_B Q_B + Q_H)^2}, (1)$$

а при прочих направлениях потоков

$$S_{общ} = U_{C ном} \sqrt{(k_{тип} k_B P_B / U_{B ном} + P_H / U_{C ном})^2 + (k_{тип} k_B Q_B / U_{B ном} + Q_H / U_{C ном})^2}, (2)$$

где $P_В$, $P_С$ и $P_Н$ - соответственно активная мощность на стороне высшего, среднего низшего напряжения; $Q_В$, $Q_С$ и $Q_Н$ - то же, но реактивная мощность. При относительно небольшой (до 10 – 15%) разнице в коэффициентах мощности на выводах автотрансформатора, выражения (1),(2) преобразуются соответственно к виду:

$$S_{общ} = k_{тип} S_B + S_H, (3)$$

$$S_{общ} = k_{тип} S_C - U_{C ном} S_H / U_{B ном}, (4)$$

где $S_В$, $S_С$ и $S_Н$ – полные мощности на стороне высшего, среднего и низшего напряжения.

5. Намечается предварительное значение номинальной мощности (авто) трансформатора из условия $S_{ном} \geq S_{нб}/2$, где $S_{нб}$ – наибольшая нагрузка подстанции при использовании двухобмоточных трансформаторов или результирующая мощность наиболее нагруженных обмоток трехобмоточных (авто) трансформаторов. Когда наиболее нагруженной оказывается общая обмотка, то $S_{нб} = n_т S_{общ} / k_{тип.}$ По значению $S_{ном}$ выбирается тип (авто)трансформаторов, которые должны быть оснащены устройствами РПН.

Если при минимальном значении $S_{ном}$ оказывается, что $S_{ном} \geq S_{нб}$, то выбор количества и мощности (авто)трансформаторов на подстанции считается законченным.

6. Анализируется нормальный режим, в котором оба трансформатора включены. В нем должно полностью обеспечиваться электроснабжение потребителей с учетом допустимой систематической перегрузки (авто)трансформаторов. В противном случае $S_{ном}$ увеличивается на одну ступень до тех пор, пока данный критерий не будет выдержан.

Если двух (авто)трансформаторов с наибольшей $S_{ном}$ (из имеющихся для данного класса напряжения значения) недостаточно, то следует идти на увеличение их количества на единицу. Предварительное значение $S_{ном}$ здесь принимается, исходя из соотношения $S_{ном} \approx S_{нб}/n_т$, и анализ нормального режима повторяется.

7. Рассматриваются ремонтные режимы, когда один из (авто)трансформаторов отключен для проведения планового ремонта в период зимнего и летнего графиков нагрузки.

В ремонтных режимах должно полностью обеспечиваться электроснабжение потребителей с учетом допустимой систематической перегрузки (авто) трансформаторов. При выполнении данного положения выбор количества и мощности (авто)трансформаторов на подстанции считается законченным. Возможно, что в одном из ремонтных режимов обеспечивается полное электроснабжение потребителей, а в другом нет. Тогда вводится ограничение на сезонное время их проведения, т.е. ремонты следует планировать в те периоды, когда исключено ограничение электроснабжения потребителей.

Может оказаться, что ни в одном из упомянутых режимов не обеспечивается полное электроснабжение потребителей. В этом случае $S_{ном}$ увеличивается на одну ступень до выполнения требуемого положения. Если двух (авто) трансформаторов с наибольшей $S_{ном}$ (из имеющихся для данного класса напряжений значения) недостаточно, то следует идти на увеличение их количества на единицу. Предварительное значение $S_{ном}$ здесь принимается, исходя из соотношения $S_{ном} \approx S_{нб}/n_т$, и анализ нормального и ремонтных режимов повторяется.

8. Анализу подвергаются послеаварийные режимы, связанные с отказом одного из (авто)трансформаторов во время зимнего и летнего графиков нагрузки. При полном обеспечении электроснабжения потребителей, с учетом допустимой аварийной перегрузки (авто)трансформаторов, выбор их количества и мощности на подстанции считается законченным. В противном случае для каждого i-го часа определяется ограничение электроснабжения потребителей

$$\Delta P_{НГi} = P_{нгi} - P_{перегрi}$$

где $P_{нгi}$- нагрузка потребителей; $P_{перегрi}$ – допустимая аварийная перегрузка (авто) трансформатора.

Исходя из ΔP_i выявляются экономические последствия из – за рассматриваемых отказов.

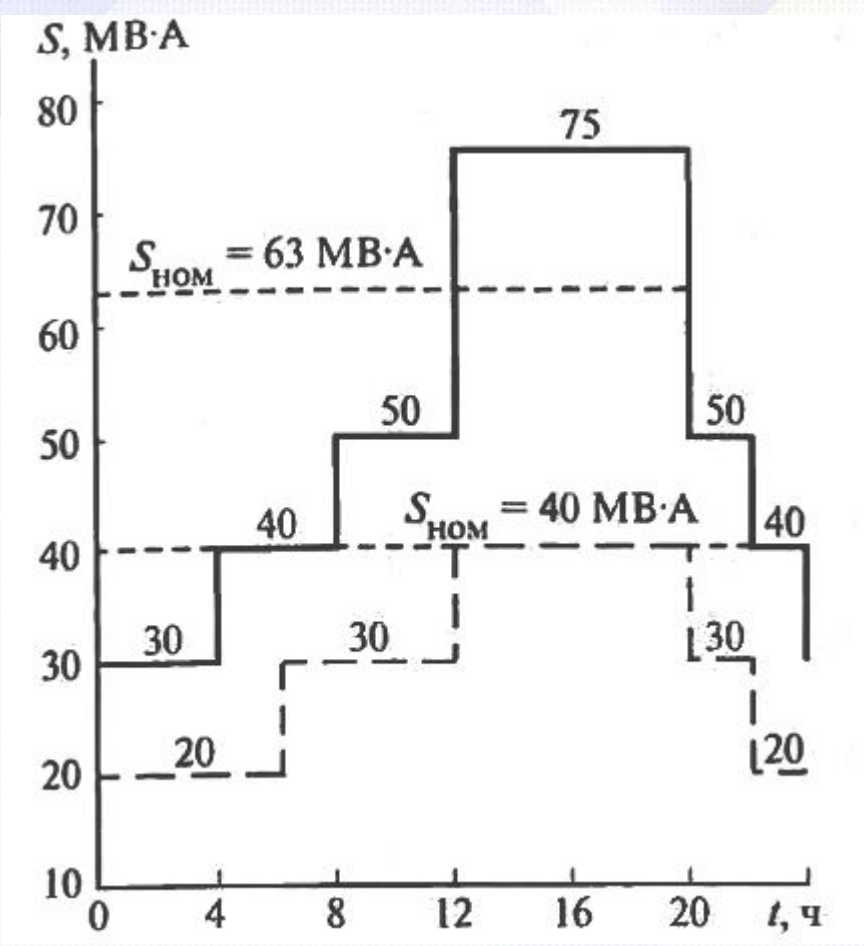
9.Определяются суммарные за расчетный срок службы (авто)трансформаторов (30 лет) затраты на вариант структурной схемы, включающие капитальные вложения, издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии в (авто) трансформаторах, а также экономические последствия из – за ненадежности схемы.

10.Формируется второй вариант структурной схемы, в котором при единичных отказах (авто)трансформаторов обеспечивается полное электроснабжение потребителей за счет увеличения номинальной мощности или количества (авто) трансформаторов. Их номинальная мощность выбирается в соответствии с пп. 1 – 8 упрощенной методики.

11.Рассчитываются суммарные затраты на второй вариант структурной схемы без учета фактора надежности.

12.Оцениваются для обоих вариантов структурной схемы экономические последствия отказов одного из (авто)трансформаторов во время планового ремонта другого, но только в том случае, если их количество в сравниваемых вариантах оказалось неравным.
Корректируются итоговые затраты, найденные в пп. 9 и 11, добавлением к ним соответствующих значений, полученных в настоящем пункте.

13.Выбирается вариант структурной схемы, имеющий меньшие завтраты.



Выбрать число и мощность трансформаторов на понижающей пс 110/10 кВ. Район сооружения центр европейской части страны, московский регион. Удельный ущерб потребителей из-за внезапного ограничения их электроснабжения $у_п$=1,5 о. е./(кВт·ч).Продолжительность зимнего графика нагрузки 200, летнего 165 суток.

$$S_{ном} \geq \frac{S_{нб}}{2} = \frac{75}{2} = 37{,}5 \text{ МВА}$$

Выбираем тр-р ТРДН-40 000/110 мощностью $S_{ном}$=40 МВА и системой охлаждения Д.

Анализируем нормальный режим, когда оба трансформатора включены. Их результирующая пропускная способность $2S_{ном}$=2·40=80 МВА

превышает наибольшую продолжительную нагрузку $S_{нб}$ потребителей в период и зимнего, и летнего графиков нагрузки. Таким образом, в рассматриваемом режиме трансформаторы обеспечивают полное электроснабжение потребителей без перегрузки.

Рассмотрим ремонтный режим, связанный с плановым отключением одного из трансформаторов во время зимнего графика нагрузки. Оставшийся в работе трансформатор будет подвергаться в данном продолжительном режиме систематической перегрузке, так как $S_{нб} > S_{ном}$.
выделяется участок перегрузки на пересечении линии $S_{ном}$ с линией нагрузки, находится начальная нагрузка

$$K_1 = \frac{1}{40}\sqrt{\frac{30^2 \cdot 4 + 40^2 \cdot 4 + 40^2 \cdot 2}{4+4+2}} = 0{,}9,$$

определяется предварительное значение перегрузки

$$K'_2 = \frac{1}{40}\sqrt{\frac{50^2 \cdot 4 + 75^2 \cdot 8 + 50^2 \cdot 2}{4+8+2}} = 1{,}64;$$

сравнивается k'_2= 1,4 с k_{max}=75/40=1,88; так как k'_2= 1,64<0,9k_{max}=0,9·1,88=1,69, то 0,9k_{max}=1,69,а продолжительность h перегрузки эквивалентного графика нагрузки пересчитывается

$$h = \frac{1{,}64^2 \cdot 14}{(0{,}9 \cdot 1{,}88)^2} = 13 \text{ ч}$$

отыскивается по табл. 4.4 при системе охлаждения типа Д, эквивалентной температуре воздуха θ=-10°С, предварительной нарузке k_1=0,9 и продолжительности перегрузки h=13 ч значение допустимой систематической перегрузки $k_{2доп}$= 1,27(найдено линейной аппроксимацией между $k_{2доп=}$1,3 при h=8ч и $k_{2доп}$=1,21 при h=24ч).

$k_{2доп}$=1,27<k_2=1,69, поэтому плановые ремонты трансформаторов следует проводить в летний период, когда $S_{нб}$ не превысит их $S_{ном}$=40 МВА. Это спряжено с увеличением издержек обслуживания в 1,3 раза на соответствующее оборудование.

Подвергается анализу п/а режим, связанный с отказом однако из трансформаторов в зимний период. Оставшийся в работе трансформатор будет испытывать аварийную перегрузку.

по табл. 4.6 допустимая аварийная перегрузка $k_{2доп}$=1,4 при θ=-10°C,h=13 ч и без учета начальной нагрузки. Значение $k_{2доп}$=1,4< k_2=1,69, поэтому на интервале h=13 ч в рассматриваемом режиме следует ограничить электроснабжение потребителей

$$\Delta P_i = \left(k_2 \cdot S_{ном} - k_{2доп} \cdot S_{ном}\right) \cdot \cos\varphi = (1{,}69 \cdot 40 - 1{,}4 \cdot 40) \cdot 0{,}92 = 10{,}7 \text{ МВт}$$

Отказ одного из трансформаторов в летний период не приведет к перегрузке другого.

Для оценки экономических последствий ограничения электроснабжения рассчитываются составляющие

расчетный период t_i=200h=200·13=2600ч, где 200 – продолжительность зимнего графика нагрузки.

Вероятность аварийного простоя трансформатора на ПС $S = \frac{2 \cdot 0{,}02 \cdot 100}{8760} = 4{,}6 \cdot 10^{-4}$

параметры надежности взяты из табл. 2,9, цифра 2 определяет количество расчетных событий; отказ каждого из двух трансформаторов в зимний период сопряжен с ограничением электроснабжения потребителей.

Экономические последствия из-за ненадежности при рассматриваемых событиях составят

$$У_п = 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 10{,}7 \cdot 10^3 \cdot 2600 \cdot 4{,}6 \cdot 10^{-4} = 19{,}2 \text{ тыс отн.ед.}$$

Рассчитываются суммарные затраты за расчетный срок службы трансформаторов n=25 лет($T_{расч}$=26 лет):

$$З = К + И\frac{(1+E_{н.п})^n - 1}{E_{н.п}(1+E_{н.п})^n}$$

Расчетная стоимость трансформатора по табл. 9.19 составляет 109 тыс. о.е.

a=0,029

b=0,03

$$T_{max} = \frac{\left[\left(\frac{30\cdot 4 + 40\cdot 4 + 50\cdot 4 + 75\cdot 8 + 50\cdot 2 + 40\cdot 2}{200}\right) + \left(\frac{20\cdot 6 + 30\cdot 6 + 40\cdot 8 + 30\cdot 2 + 40\cdot 2}{75165}\right)\right]}{75} \approx 5000 \text{ ч}$$

по T_{max}= 5000 ч

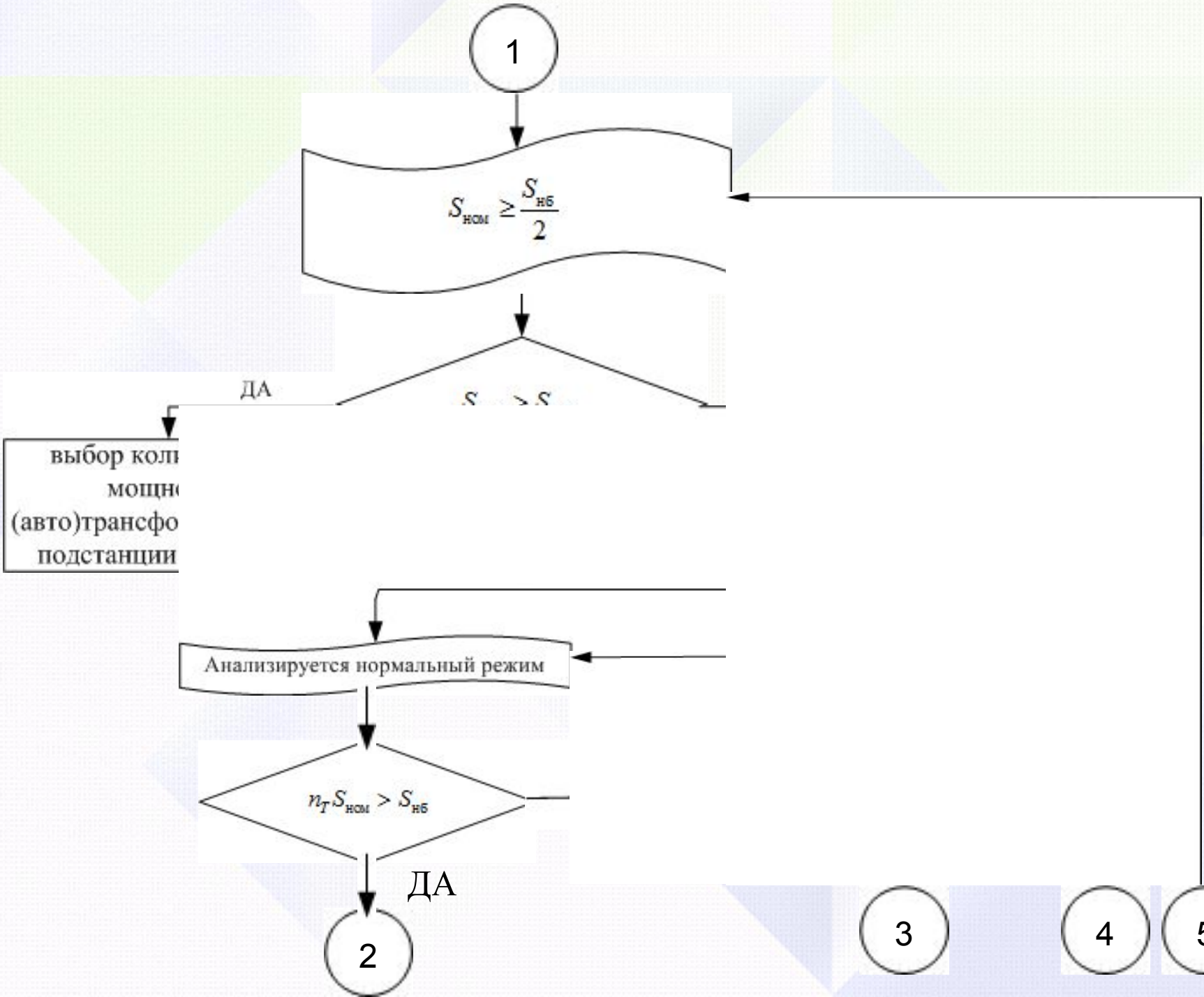
т=2750 ч, $з_{э.уд.нагр}$=0,024 о.е./(кВт·ч)

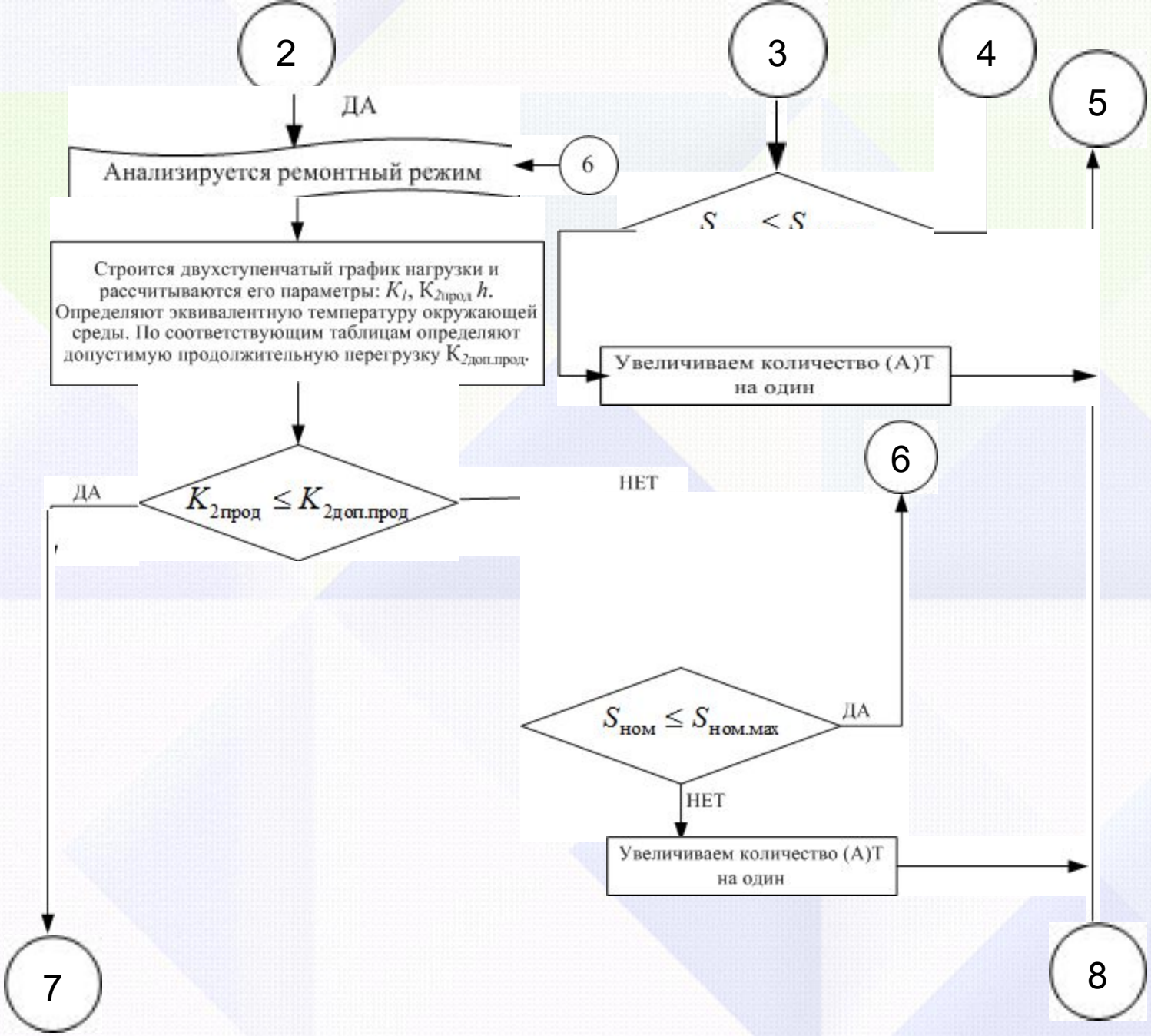
Для потерь электроэнергии, не зависящих от нагрузки (потери в меди), соответствующие параметры т=8760 ч, $з_{э.уд.нагр}$=0,017 о.е./(кВт·ч).

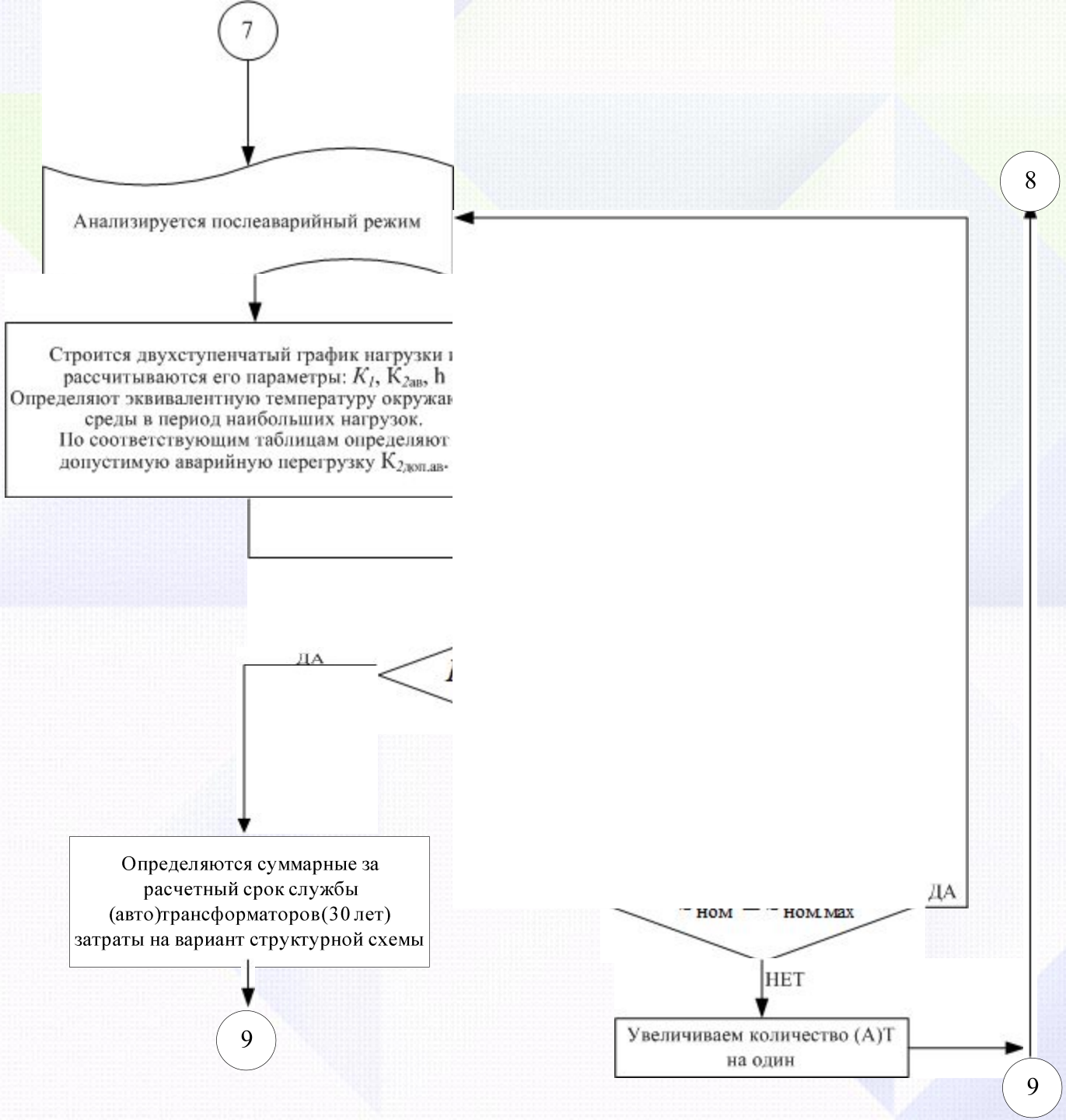
$$И_п = \left\{170 \cdot \left[\frac{75}{(2\cdot 40)}\right]^2 \cdot 2750 \cdot 0{,}024 + 2 \cdot 34 \cdot 8760 \cdot 0{,}017\right\} \cdot 10^{-3} = 20{,}0 \text{ тыс о.е.}$$

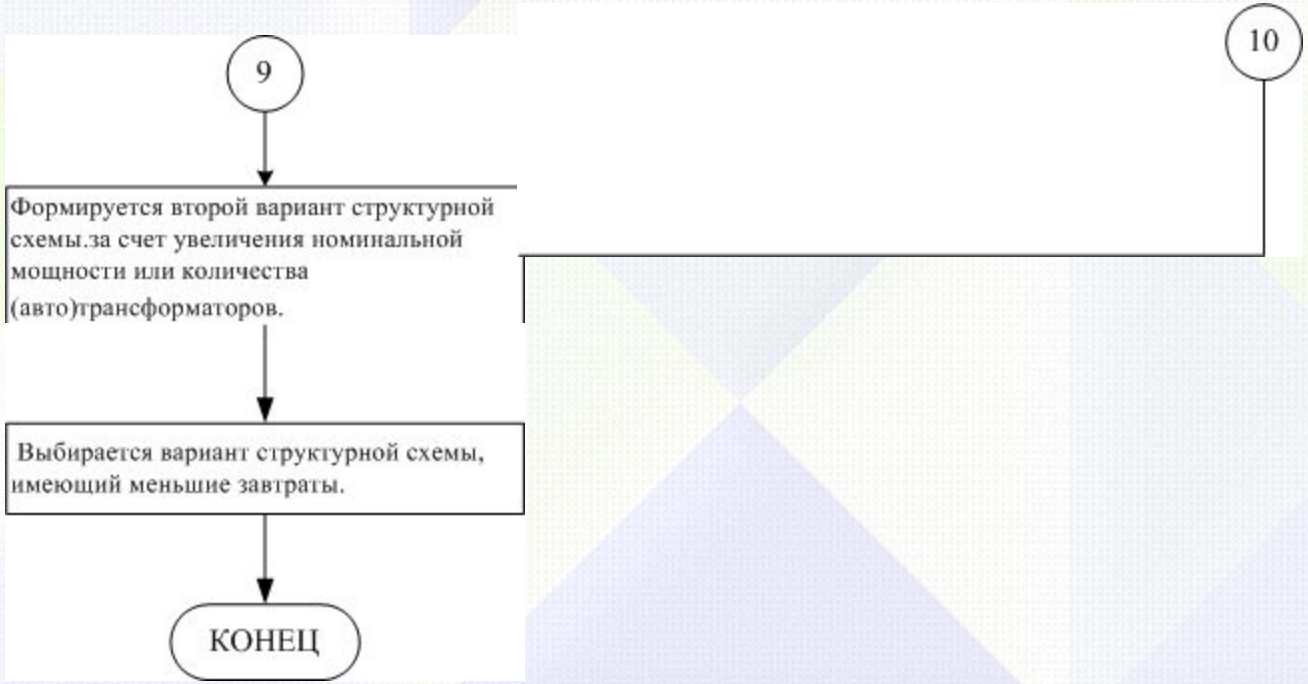
$$З = 2 \cdot 109 + 2 \cdot 109 \cdot (0{,}029 + 1{,}3 \cdot 0{,}03) + 20 + 19{,}2) \cdot \frac{(1+0{,}08)^{25} - 1}{0{,}08(1+0{,}08)^{25}} = 695 \text{тыс о.е.}$$

Исходные данные
Выбор типа и количества (А)Т
Выбор номинальной мощности (А)Т
Предварительный выбор номинальной мощности (А)Т по графику нагрузки
1


1
$S_{ном} \geq \frac{S_{нб}}{2}$
ДА
выбор кол
мощн
(авто)трансфо
подстанции
Анализируется нормальный режим
$n_T S_{ном} > S_{нб}$
ДА
2
3
4
5


2
3
4
5
ДА
Анализируется ремонтный режим
6
Строится двухступенчатый график нагрузки и рассчитываются его параметры: K_1, $K_{2прод}$ h. Определяют эквивалентную температуру окружающей среды. По соответствующим таблицам определяют допустимую продолжительную перегрузку $K_{2доп.прод}$.
Увеличиваем количество (А)Т на один
6
НЕТ
ДА
$K_{2прод} \le K_{2доп.прод}$
$S_{ном} \le S_{ном.max}$
ДА
НЕТ
Увеличиваем количество (А)Т на один
7
8


7
Анализируется послеаварийный режим
Строится двухступенчатый график нагрузки
рассчитываются его параметры: K_1, $K_{2ав}$, h
Определяют эквивалентную температуру окружа
среды в период наибольших нагрузок.
По соответствующим таблицам определяют
допустимую аварийную перегрузку $K_{2доп.ав}$
ДА
Определяются суммарные за
расчетный срок службы
(авто)трансформаторов(30 лет)
затраты на вариант структурной схемы
9
8
ДА
НЕТ
Увеличиваем количество (А)Т
на один
9


9
10
Формируется второй вариант структурной схемы.за счет увеличения номинальной мощности или количества (авто)трансформаторов.
Выбирается вариант структурной схемы, имеющий меньшие завтраты.
КОНЕЦ