

**Некоммерческое  
акционерное  
общество**



**АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ**

Электрические станции, сети и  
системы

## **ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ**

Методические указания по выполнению расчетно-графической работы №2  
для студентов специальностей 5В071800 – Электроэнергетика,  
5В081200 – Энергообеспечение сельского хозяйства

Алматы 2014

СОСТАВИТЕЛИ: С.Е. Соколов, Г.Х. Хожин, Е.Г. Михалкова. Электрические станции и подстанции. Методические указания по выполнению расчетно-графической работы №2 для студентов специальностей 5В071800 – Электроэнергетика, 5В081200 – Энергообеспечение сельского хозяйства. - Алматы: АУЭС, 2014. - 16 с.

Данные методические указания предназначены для выполнения расчетно-графической работы №2 по дисциплине «Электрические станции и подстанции» и содержат: цель и задачи, объем и содержание работы. Приведен конкретный пример расчета.

Ил. – 1, табл. -4, библиогр. - 7 назв.

Рецензент: доцент Башкиров М.В.

Печатается по плану издания некоммерческого акционерного общества «Алматинский университет энергетики и связи» на 2014 г.

© НАО «Алматинский университет энергетики и связи», 2014 г.

## **1 Цель и задачи РГР**

Целью работы является закрепление теоретических знаний и развитие у студентов самостоятельности в решении поставленных задач, приобретение практических навыков работы с технической литературой, нормативными и техническими условиями и ЭВМ. Данная расчетно-графическая работа № 2 является продолжением РГР № 1 по дисциплине «Электрические станции и подстанции»

Задачи РГР:

- 1) выбор типа, количества и мощности трансформаторов;
- 2) расчет годовых потерь энергии в трансформаторах.

## **2 Объем и содержание расчетно-графической работы**

РГР состоит из расчетно-пояснительной записки со структурной схемой электрических соединений электростанции.

### **2.1 Исходные данные**

Исходные данные для выполнения РГР №2 представлены в РГР№1 по дисциплине «Электрические станции и подстанции», где задаются:

- 1) тип станции и вид топлива;
- 2) число и мощность генераторов на станции;
- 3) наличие электрических нагрузок, их напряжение и мощность;
- 4) число и напряжение линий электропередачи, связывающих станцию с энергосистемой;
- 5) графики выработки мощности генераторами ТЭЦ, механизмами с.н. и нагрузки на напряжении 35 кВ;
- 6) баланс мощностей для двух вариантов при нормальном режиме работы.

### **2.2 Содержание расчетно-графической работы**

Расчетно-пояснительная записка в объеме 25-30 страниц выполняется в ясной и сжатой форме на стандартных листах форматом А-4 (210x297). В записке должны быть приведены все расчеты и кратко изложены основные, принципиальные положения, поясняющие принятые в работе решения.

Содержание расчетно-пояснительной записки:

- 1) выбор числа и мощности трансформаторов (автотрансформаторов) связи;
- 2) расчет годовых потерь энергии в трансформаторах;
- 3) технико-экономическое сравнение вариантов структурных схем и выбор целесообразного варианта (одного).

### 3 Выбор трансформаторов на электростанциях

Выбор трансформаторов (автотрансформаторов) заключается в выборе типа, количества, номинальной мощности, которые определяются величиной перетока мощности в нормальном и аварийном режимах с учетом категоричности потребителей, питающихся от сборных шин РУ электростанции.

Рекомендации по выбору трансформаторов согласно [2-6] приведены ниже.

При питании потребителей первой и второй категории от шин генераторного напряжения электростанции необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов (автотрансформаторов) (в РГР принять все потребители – I и II категории).

При наличии трех напряжений необходимо стремиться к применению трехобмоточных трансформаторов, но, принимая во внимания технико-экономические преимущества автотрансформаторов, целесообразно применять, по возможности, вместе с трехобмоточными трансформаторами автотрансформаторы (110 кВ и выше) [2].

Выбор мощности трансформаторов произвести с учетом аварийных перегрузок на 40%.

При блочном соединении генератора и трансформатора определяется:

$$S_{тр.н.ом} \geq S_{обд.а.д.т} - S_{max.н.т} \quad (3.1)$$

где  $S_{тр.н.ом}$  – установленная мощность генератора блока, МВА;

$S_{max.с.н}$  – нагрузка собственных нужд при максимальной нагрузке генератора, МВА.

Номинальная мощность автотрансформатора блока определяется как:

$$S_{ат.н.ом} \geq \frac{S_{уст.ген.} - S_{max.с.н.}}{K_{min}}, \quad (3.2)$$

где  $K_{min}$  – коэффициент типовой мощности или коэффициент выгоды автотрансформатора, определяемый по напряжениям высокой –  $U_в$  и средней –  $U_с$  обмоток:

$$K_{min} = \frac{U_в - U_с}{U_в}. \quad (3.3)$$

На электростанциях со сборными шинами генераторного напряжения (обычно это – ТЭЦ) суммарная мощность трансформаторов в нормальном режиме с учетом  $\cos \varphi_2, \cos \varphi_n, \cos_{c.i} - S_{\sum i.d.}$  определяется из выражения:

$$S_{\sum_{м.р}} = S_{уст.ген.} - S_{мин.нагр.} - S_{max.c.n.}, \quad (3.4)$$

где  $S_{мин.нагр.}$  – минимальная нагрузка потребителей, питающихся от шин генераторного напряжения, МВА.

Выражения (3.3) записано для случая одинаковых значений  $\cos \varphi$  генераторов, нагрузки и потребителей собственных нужд. В РГР принять значения  $\cos \varphi$  равными  $\cos \varphi_2$ .

Учет аварийных перегрузок дает следующее выражение для определения мощности трансформаторов [3]

$$S_{тр.ном} \geq \frac{S_{мр.ав.мак}}{K_{н.ав.}} \quad (3.5)$$

где  $S_{мр.ав.мак}$  – максимальная нагрузка в аварийном режиме;

$K_{н.ав.}$  – коэффициент допустимой аварийной перегрузки из [3]; в РГР принять  $K_{н.ав.} = 1,4$ .

Число трансформаторов связи на ТЭЦ со сборными шинами генераторного напряжения обычно не превышает трех. При блочных схемах число трансформаторов соответствует числу генераторов.

Электрическая связь между РУ 110 кВ и выше осуществляется с помощью автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов, мощность которых определяется по максимальному перетоку в наиболее тяжелом режиме. На мощных станциях выдача электроэнергии в энергосистему происходит на двух, а иногда на трех повышенных напряжениях.

При выборе трансформаторов нужно сравнить несколько равноценных вариантов схем с различным числом, мощностью и типами трансформаторов.

#### **4 Технико-экономическое сравнение структурных схем электростанций**

Для каждого из сравниваемых вариантов выбора трансформаторов намечается наиболее целесообразная схема электрических соединений РУ на всех напряжениях.

Экономическая целесообразность схемы определяется минимальными затратами:

$$Z = P_n \cdot K + U + Y, \quad (4.1)$$

где  $K$  – капиталовложения на сооружения электроустановки, у.е;

$P_n = 0,12$  - нормативный коэффициент экономической эффективности;

$U$  – годовые эксплуатационные издержки, у.е/год;

$Y$  – ущерб от недоотпуска электроэнергии, у.е/год.

В качестве у.е. в РГР используются единицы справочных изданий [4, 5].

В учебном проектировании сравнение вариантов производится без учета ущерба, т.к. это составляющая предполагает определение надежности питания, вероятности и длительности аварийных отключений и других вопросов, рассматриваемых в специальной литературе [2].

При сравнении схем допустимо учитывать капиталовложения только по отличающимся элементам.

Стоимость трансформаторов можно определить по выражению:

$$K_{\text{мр.расч.}} = a \cdot K_{\text{мр.завод}}, \quad (4.2)$$

где  $K_{\text{мр.расч.}}$  – заводская стоимость трансформаторов [5, таблицы 3.3 – 3.11];

$a$  – коэффициент, учитывающий стоимость ошиновки, аппаратов-грозозащиты, заземления, контрольных кабелей до щита управления, строительных и монтажных работ, а также материалов: [5, таблица 10.3].

Годовые эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I = I_a + I_0 + U_{\text{ном}}, \quad (4.3)$$

где  $I_a + I_0 = [(P_a + P_0)/100] \cdot K$  – издержки на амортизацию и обслуживание;

$P_a$  и  $P_0$  – соответствующие отчисления в % [4, таблица 10.2];

$U_{\text{ном}}$  – издержки, связанные с потерями электроэнергии:

$$U_{\text{нò}} = \beta \cdot \Delta W, \quad (4.4)$$

где  $\beta$  – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии, у.е./кВт·ч;  
 $\Delta W$  – потери электроэнергии в элементах схемы, кВт·ч.

При выполнении РГР допускается принять  $\beta = 0,0115$  у.е./кВт·ч в соответствии с данными [5]. Методика определения годовых потерь электроэнергии в трансформаторах приведена [2].

Технико-экономические расчеты целесообразно приводить в табличной форме.

Для определения капитальных вложений рекомендуется таблица 4.1.

Таблица 4.1 - Определение капитальных вложений

Наименование элемента	Расчетная стоимость единицы, у.е.	1 вариант		2 вариант	
		кол-во ед., шт	сумма, у.е.	кол-во ед., шт	сумма, у.е.
1. Трансформатор (автотрансформатор)					
2. Ячейка РУ с выключателем					
Итого					

Окончательный вариант структурной схемы выбрать по таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Окончательный вариант выбора структурной схемы

Затраты	1 вариант	2 вариант
1. Расчетные капиталовложения, $K$ , у.е.		
2. Отчисления на амортизацию, $U_a + U_o$ , у.е.		
3. Стоимость потерь энергии, $U_{nom.}$ , у.е.		
4. Приведенные min затраты, $Z$ , у.е.		

## 5 Пример расчета РГР

На основании технико-экономического расчета по выбору структурной схемы ТЭЦ с установленной мощностью 252 МВт, который приведен в РГР№1 по дисциплине «Электрические станции и подстанции», произведем выбор трансформаторов для двух вариантов. Для этого необходимо рассмотреть возможные аварийные и нормальные режимы работы.

## 5.1 Выбор силовых трансформаторов

### 5.1.1 Выбор трансформаторов для структурной схемы варианта 1.

Аварийные режимы:

1) отключение Т-1 в зимний максимум. В этом случае через Т-2 будет передаваться максимальная мощность 43,4 в соответствии с таблицей 1 [1].

2) отключение Г-1 в зимний максимум. Через Т-1 и Т-2 будет передаваться мощность для снабжения потребителей:

$$D = [D_{10} - (D_{A-2} - D_{N.f})] : 2 = 70 - (63 - 6,3) : 2 = 6,65 \text{ \AA} \hat{\Delta}$$

3) отключение любого из блоков, например Г-3 – Т-3. В этом случае максимальная загрузка обмотки 35 кВ Т-4 [1, таблица 1]: удвоится и составит  $3,55 \cdot 2 = 7,1 \text{ \AA} \hat{\Delta}$

Режим выдачи наибольшей мощности генераторов.

В период летнего минимума нагрузок (такой режим может возникнуть по заданию диспетчера энергосистемы) нагрузка на Т-1 и Т-2 составит:

$$D_{D-1,2} = [(D_{A-2} - D_{N.f}) - D_{10}] : 2 = [(126 - 12,6) - 49] : 2 = 32,2 \text{ \AA} \hat{\Delta}$$

Суммарная передаваемая мощность 64,4. Мощность, передаваемая через обмотки 35 кВ трансформаторов Т-3 и Т-4 в сеть 110 кВ, составит:

$$(D_{D-1,D-2} - D_{35\text{кВ}}) : 2 = (64,4 - 33,6) : 2 = 15,4 \text{ \AA} \hat{\Delta}$$

В этом режиме загрузка обмоток 110 кВ трансформаторов:

$$D_{D-3,D-4,110} = D_{D-3,D-4,10} + D_{D-3,D-4,35} = 56,7 + 15,4 = 72,1 \text{ \AA} \hat{\Delta}$$

Расчет нормального режима. Трансформаторы Т-1 и Т-2 по условию нормального режима из [1, таблица 2]:

$$S_{T-1,T-2} \geq \frac{P_{T-1,2}}{\cos \varphi_{н.м.г.}} = \frac{21,7}{0,8} = 27,12 \text{ МВА},$$

где  $\cos \varphi_{н.м.г.} = 0,8$  в соответствии с исходными данными.

В режиме передачи наибольшей мощности с учетом 40% перегрузки:



$$S_{T-1,T-2} \geq \frac{P_{T-1,-2}}{1,4 \cdot \cos \varphi_{\text{ин.д.}}} = \frac{43,4}{1,4 \cdot 0,8} = 38,75 \text{ МВА} .$$

Из [5, таблица 3.5] максимальная мощность двухобмоточных трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ равна 16 МВА. Выбирается трансформатор типа ТРДН и для сравнения принимается схема, представленная на рисунке 5.1 с одним трансформатором ТР.

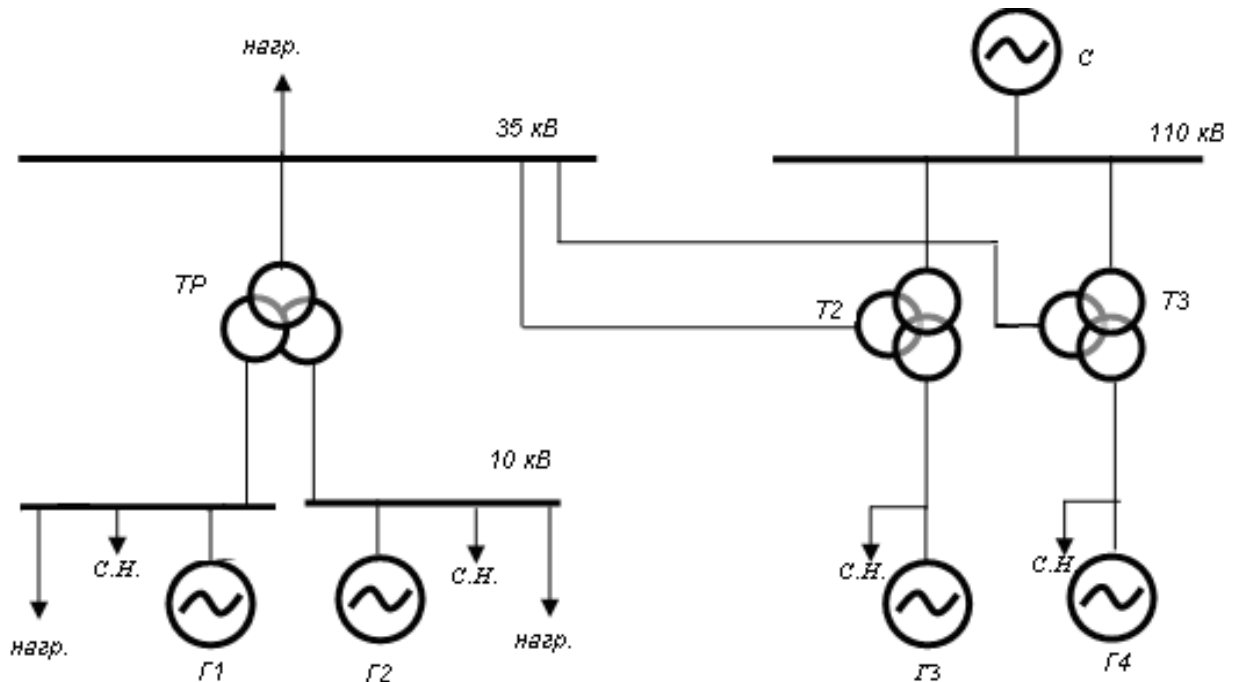


Рисунок 5.1 – Принятая схема для сравнения, вариант 1

Для принятой схемы баланс мощностей в нормальном режиме сохраняется (поскольку вместо двух трансформаторов вместо Т1,Т2 принят один трансформатор ТР).

Рассмотрим возможные аварийные режимы:

а) при отключении ТР в зимний максимум генераторы Г-1 и Г-2 покрывают нагрузку 70 МВт на 10кВ. Обмотки 35 кВ каждого из Т-3 и Т-4 будут загружены мощностью  $48 : 2 = 24$  МВт;

б) при отключении Г-1 в зимний максимум через ТР для снабжения потребителей 10 кВ будет передаваться мощность:

$$D_{10} - (D_{A-2} - D_{N.I}) = 70 - (63 - 6,3) = 13,3 \text{ МВт} .$$

Обмотки 35 кВ каждого из трансформаторов Т-3 и Т-4 будут загружены на мощность, равную:

$$13,3/2 + 48/2 = 30,65 \text{ МВт} .$$

Так как максимальная мощность из всех нормальных и аварийных режимов равна 64,4 МВт, следовательно:

$$S_{mp} \geq \frac{P_{T-1,2}}{1,4 \cdot \cos \varphi_{\dot{m} \cdot \bar{a}}} = \frac{64,4}{1,4 \cdot 0,8} = 57,5 \text{ kVA} .$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТРДНС – 63000/35 вместо двух трансформаторов Т1 и Т2. Паспортные данные, необходимые для дальнейших расчетов, приведены в таблице 3.5 [5].

Мощность трансформаторов Т-3, Т-4 определяется из условий нормального и наиболее загруженного режимов:

$$\text{а) } S_{T-3,T-4} \geq \frac{P_{\dot{m} \cdot \bar{a}}}{\cos \varphi_{\dot{m} \cdot \bar{a}}} = \frac{63}{0,8} = 78,75 \text{ kVA} ;$$

$$\text{б) } S_{T-3,T-4} \geq \frac{P_{T-3,T-4,110}}{1,4 \cdot \cos \varphi_{\dot{m} \cdot \bar{a}}} = \frac{72,1}{1,4 \cdot 0,8} = 64,38 \text{ kVA} .$$

Приняты к установке трансформаторы типа ТДНТ – 80000/110.

### 5.1.2 Выбор трансформаторов для структурной схемы варианта 2.

Мощность трансформаторов Т-1 и Т-2 по условию нормального режима [1, таблица 2] определяется:

$$S_{T-1,T-2} \geq \frac{D_{O-1,T-2,35}}{\cos \varphi} = \frac{24}{0,8} = 30 \text{ kVA} .$$

По условию аварийного отключения Т-1:

$$S_{T-1,T-2} \geq \frac{48}{1,4 \cdot 0,8} = 42,8 \text{ kVA} .$$

По условию выдачи наибольшей мощности см. п.5.1.1.:

$$S_{T-1,T-2} \geq \frac{32,2}{1,4 \cdot 0,8} = 28,75 \text{ kVA} .$$

Принимаем к установке трансформаторы типа ТДНТ – 63000/110 [5, таблица 3.5].

Мощности трансформаторов Т-3 и Т-4 определяется, как и для варианта 1. Приняты к установке трансформаторы типа ТДН – 80000/110.

## 5.2 Расчет годовых потерь энергии в трансформаторах

Географический район расположения станции – Центральный Казахстан: зима – 200 суток (Дз), лето – 165 суток (Дл), годовая эквивалентная температура - + 10°C. Удельная стоимость потерь энергии в соответствии с [4] принята 0,0115 у.е./кВ·ч.

5.2.1 Расчет годовых потерь энергии в трансформаторах для структурной схемы варианта 1.

Трансформатор ТР – ТРДНС – 63000/35.

Годовые потери энергии в стали [5]:

$$\Delta W_{cm} = P_{xx} \cdot 8760 = 50 \cdot 8760 = 438 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые потери энергии в меди трансформатора с расщепленной обмоткой НН определяются по формуле для двухобмоточного трансформатора при условии одинаковой загрузки обмоток НН [4]:

$$\begin{aligned} \Delta W = & \frac{P_{\hat{E}\cdot\zeta}}{S^2_{\hat{m}} \cdot \hat{\sigma} \cdot \cos \varphi} \cdot P^2_{\text{ТР}(0-8)^{3-1}(0-8)+(18-24)} \cdot \hat{A}_3 + \hat{D}^2_{\hat{\sigma} \text{E}(8-18)^{3-1}(8-18)^3} \cdot \hat{A}_3 + \\ & + \hat{D}^2_{\hat{\sigma} \text{E}(0-8)+(18-24)} \cdot \hat{A}_3 + \hat{D}^2_{\hat{\sigma} \text{E}(8-18)^3} \cdot \hat{A}_3 + \hat{D}_{\hat{\sigma} \text{E}(0-18)\hat{\epsilon}} \cdot t_{(0-8)+(18-24)\hat{\epsilon}} \cdot \hat{A}_{\hat{\epsilon}} + \\ & + \hat{D}^2_{\hat{\sigma} \text{E}(8-18)\hat{\epsilon}} \cdot t_{(8-18)} \hat{A}_{\hat{\epsilon}} = \frac{250}{63^2 \cdot 0,8^2} \cdot 31,55^2 \cdot 14 \cdot 200 + 43,4^2 \cdot 10 \cdot 200 + \\ & + 28,9^2 \cdot 14 \cdot 165 + 40,7^2 \cdot 10 \cdot 165 = 1103,9 \cdot 10^3 \hat{A} \hat{\sigma} \cdot \hat{\epsilon}. \end{aligned}$$

Значения нагрузок в течение суток взяты из таблицы 2, РГР №1 по дисциплине «Электрические станции и подстанции». Трансформаторы Т-3 и Т-4 – ТДТН – 80000/110.

Годовые потери энергии в стали одного трансформатора:

$$\Delta W_{cm} = P_{xx} \cdot 8760 = 64 \cdot 8760 = 560,6 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые потери энергии в меди в трёхобмоточном трансформаторе определяются для каждой из обмоток НН, СН, ВН в соответствии с их загрузкой по таблице 2, РГР №1 по дисциплине «Электрические станции и подстанции».

Из справочных данных [5, таблица 3.6]  $P_{кз.вн.нн} = 365 \text{ кВт}$ , следовательно,

$$D_{\hat{e}\zeta.\hat{a}i.\hat{i}\hat{e}} = D_{\hat{e}\zeta.\hat{n}i} = D_{\hat{e}\zeta.\hat{e}i} = 0,5 \cdot D_{\hat{e}\zeta.\hat{a}i.\hat{e}i} = 0,5 \cdot 365 = 182,5 \hat{e}\hat{A}\hat{\delta} ,$$

$$\Delta W_{M.\hat{A}i} = \frac{D_{\hat{E}.\zeta}}{S^2 \hat{m} \cdot \hat{\delta}-3\cos^2 \varphi} \cdot \left( P^{2T-3(0-8)_3} \cdot \ddot{A}_3 + D^2 \hat{\delta}-3(8-18)_3 \cdot t_{(8-18)\hat{e}} \cdot t_{(0-8)+(18-24)\hat{e}} \right) =$$

$$\cdot \ddot{A}_{\hat{e}} + D^2 \hat{\delta}-3(8-18)\hat{e} \cdot t_{(8-18)\hat{e}} \cdot \ddot{A}\hat{e} = \frac{182,5}{80^2 \cdot 0,8^2} \cdot (49,4^2 \cdot 14 \cdot 200 + 54,4^2 \cdot 10 \cdot 200 +$$

$$+ 38,9^2 \cdot 14 \cdot 165 + 41,3^2 \cdot 10 \cdot 165) = 849,3 \cdot 10^3 \hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \div;$$

5.2.2 Расчет годовых потерь энергии в трансформаторах для структурной схемы варианта 2.

Годовые потери энергии в трансформаторах Т-1 и Т-2 типа ТДТН – 63000/110. Из [5] для этих трансформаторов –  
 $D_{\hat{\delta}\hat{\delta}} = 53 \hat{e}\hat{A}\hat{\delta}$  ,  $D_{\hat{e}\zeta} = 290 \hat{e}\hat{A}\hat{\delta}$

$$\Delta W_{\hat{n}\hat{\delta}} = 53 \cdot 8760 = 464,3 \cdot 10^3 \hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \div;$$

$$P_{\text{кз.вн}} = P_{\text{кз.сн}} = P_{\text{кз.ин.}} = 0,5;$$

$$D_{\hat{e}\zeta.\hat{a}i.-\hat{u}} = 290 \cdot 0,5 = 145 \hat{e}\hat{A}\hat{\delta} .$$

$$\Delta W_{M.\text{ВН}} = \frac{145}{63^2 \cdot 0,8^2} \cdot (3,42^2 \cdot 14 \cdot 200 + 2,3^2 \cdot 10 \cdot 200 + 0,05^2 \cdot 14 \cdot 165 +$$

$$+ 3,55^2 \cdot 10 \cdot 165) = 3,66 \cdot 10^3 \hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \div;$$

$$\Delta W_{M.\text{СН}} = \frac{145}{63^2 \cdot 0,8^2} \cdot (17,16^2 \cdot 14 \cdot 200 + 24^2 \cdot 10 \cdot 200 + 14,5^2 \cdot 14 \cdot 165 +$$

$$+ 23,9^2 \cdot 10 \cdot 165) = 194,06 \cdot 10^3 \hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \div;$$

$$\Delta W_{M.\text{ИИ}} = \frac{145}{63^2 \cdot 0,8^2} \cdot (15,78^2 \cdot 14 \cdot 200 + 21,7^2 \cdot 10 \cdot 200 + 14,45^2 \cdot 14 \cdot 165 +$$

$$+ 20,35^2 \cdot 10 \cdot 165) = 159,86 \cdot 10^3 \hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \div;$$

$$\Delta W_{M.\text{T-1,T-2}} = (3,66 + 194,06 + 159,86) \cdot 10^3 = 357,58 \cdot 10^3 \hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \div.$$

### 5.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Число рабочих трансформаторов с.н. для данной схемы принимается равным числу генераторов – 4. Число резервных – 1 [2,3]. В принятом для

сравнения варианте 1 генераторы Г-1 и Г-2, рабочие трансформаторы с.н. подключаются через выключатели к сборным шинам 10кВ, а рабочие трансформаторы с.н. Г-3 и Г-4 присоединяются отпайкой от блока. Наличие выключателей позволяет использовать трёхобмоточные трансформаторы для связи РУ – 35 кВ при отключении генераторов.

Трансформатор ТР с расщепленной обмоткой НН подключен к разным секциям шин 10 кВ через два выключателя, между секциями – секционный выключатель. Таким образом, в варианте 1 число ячеек генераторного напряжения – 7, не учитывая выключателей в системе собственных нужд, т.к. в обеих схемах их количества одинаковое. В варианте 2 блочные соединения можно выполнить без выключателей, т.к. отключение генератора приведет к отключению блока. Число ячеек генераторного напряжения – 5. Трансформаторы с.н. в технико-экономическое сравнение не вводим, т.к. их число и мощности одинаковы для сравниваемых вариантов.

#### 5.4 Технико-экономическое сравнение вариантов

Для упрощения расчетов, повторяющиеся в вариантах, элементы могут не учитываться. Расчетная стоимость единицы определяется как заводская стоимость единицы элемента, умноженная на коэффициент  $a$  - коэффициент, учитывающий стоимость ошиновки, аппаратов грозозащиты, заземления, контрольных кабелей до щита управления, строительных и монтажных работ, а также материалов [5, таблица 10.3]. Из [5, таблица 10.3] для трансформаторов 35 кВ мощностью  $> 16$  МВа,  $\alpha=1,6$ , для трансформаторов 110 кВ мощностью  $> 32$  МВа,  $\alpha=1,5$ . Сравнение проводим в табличной форме (таблица 5.1). В таблице 5.2 приведен окончательный результат технико-экономического сравнения вариантов схем.

Таблица 5.1 – Технико-экономическое сравнение вариантов

Наименование элементов	Расчетн. стоим. единицы, у.е.	1 вариант		2 вариант	
		кол-во ед., шт	сумма, у.е.	кол-во ед., шт	сумма, у.е.
1. Трансформатор ТРДНС - 63000/35	107	1	171,2	-	-
2. Трансформатор ТДТН – 80000/110	137	2	411	-	-
3. Ячейка ОРУ 10кВ	10	1	10	-	-
4. Ячейка ЗРУ 10 кВ	20	2	40	-	-
5. Трансформатор ТДТН – 63000/110	126			2	378
6. Трансформатор ТДТН – 80000/110	137			2	411
7. Ячейка ОРУ 110 к	30			2	60

Итого		632,2	849
-------	--	-------	-----

Таблица 5.2 – Окончательный результат технико-экономического сравнения вариантов

Затраты	1 вариант	2 вариант
1. Расчетные капиталовложения, К. у.е.	632,2	849,0
2. *Отчисления на амортизацию $U_a + U_o$ , у.е.	$0,084 \cdot 632,2 = 53,1$	$0,084 \cdot 849 = 71,31$
3. **Стоимость потерь энергии, $U_{ном.}$ , у.е.	$0,0115 \cdot 6192,52 \cdot 10^3 = 71,21$	$0,0115 \cdot 5771,72 \cdot 10^3 = 66,37$
4. Приведенные минимальные затраты, $z_{min}$ , у.е.	$0,12 \cdot 632,2 + 53,1 + 71,21 = 200,174$	$0,12 \cdot 849,0 + 71,31 + 66,37 = 239,56$

Из [5, таблица 10.2]:

$$P_a + P_0 = (6,4 + 2)\% = 8,4\% = 0,084.$$

Стоимость потерь энергии:

$$U_{ном} = \beta \cdot \Delta W, \beta = 0,0115 \text{ у.е.} / \text{кВт} \cdot \text{ч.}$$

**Для варианта 1:**

$$\Delta W_{\bar{n}\delta} = 438 \cdot 10^3 + 560,6 \cdot 10^3 - 2 = 1559,2 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W = 1103,9 \cdot 10^3 + 1764,36 \cdot 10^3 \cdot 2 = 4632,62 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W = \Delta W_{cm} + \Delta W_m = 1559,9 \cdot 10^3 + 382,96 \cdot 10^3 = 5771,72 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

**Для варианта 2:**

$$\Delta W_{cm} = 464,3 \cdot 10^3 \cdot 2 + 508,08 \cdot 10^3 \cdot 2 = 1944,76 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_m = 357,58 \cdot 10^3 \cdot 2 + 1555,9 \cdot 2 = 3826,96 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W = 1944,76 \cdot 10^3 + 3826,96 \cdot 10^3 = 5771,72 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Разница в затратах между вариантами 1 и 2 составляет:

$$z_{\min \%} = \frac{239,56 - 200,174}{200,174} \cdot 100\% = 19,6\% > 5\%,$$

что позволяет принять, как наиболее экономичный, вариант 1.

### Список литературы

1. Соколов С.Е., Хожин Г.Х., Михалкова Е.Г. Электрические станции и подстанции. Методические указания к расчетно-графической работе №1 для специальности 5В071800 – «Электроэнергетика» и 5В081200 – «Энергообеспечение сельского хозяйства». - Алматы: АУЭС, 2014. – 13 с.
2. Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок. 2-е изд. – М.: МЭИ, 2006. – 288 с.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3 изд. - М.: Академия, 2006. -448 с.
4. Электротехнический справочник. Под общ. ред. профессоров Московского МЭИ, Герасимова В. Г. , Дьякова А. Ф., Ильинского Н. Ф., Лабунцова В. А., Морозкина В. П., Орлова И. Н. (главный редактор), Попова А. И., Строева В. А. — 9-е издание, стереотипное. — М.: Издательство МЭИ, 2004. — 964 с.
5. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : [учебное пособие] / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков . – 5-е изд., стер . – СПб. : БХВ-Петербург, 2013 . – 608 с. (Учебная литература для вузов) . - ISBN 978-5-9775-0833-9 .
6. Кузембаева Р.М., Соколов С.Е., Хожин Г.Х. Электрические станции и подстанции. Конспект лекций для студентов всех форм обучения специальности 050718 – Электроэнергетика. – Алматы: АИЭС, 2007. – 57 с.
7. Хожин Г.Х. Электроэнергетика («Электр станциялары болімі»): оқулық. Алматы; ЖШС РПБК «Дәуір», 2011 – 416 бет.

### Содержание

1 Цель и задачи РГР.....	3
2 Объем и содержание расчетно-графической работы.....	3
2.1 Исходные данные .....	3
2.2 Содержание расчетно-графической работы.....	3
3 Выбор трансформаторов на электростанциях.....	4
4 Техничко-экономическое сравнение структурных схем электростанций.....	5
5 Пример расчета РГР.....	7
5.1 Выбор силовых трансформаторов.....	8
5.2 Расчет годовых потерь энергии в трансформаторах.....	11
5.3 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	12
5.4 Техничко-экономическое сравнение вариантов.....	13
Список литературы.....	15

Сводный план 2014 г., поз. 7

Сергей Евгеньевич Соколов  
Гамиль Хожаевич Хожин  
Елена Григорьевна Михалкова

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ  
Методические указания по выполнению расчетно-графической работы №2  
для студентов специальностей 5В071800 – Электроэнергетика,  
5В081200 – Энергообеспечение сельского хозяйства

Редактор Н. М. Голева  
Специалист по стандартизации Н.К. Молдабекова

Подписано в печать  
Тираж 150 экз.  
Объем 1,0 уч. изд. л.

Формат 60x84 1/16  
Бумага типографская №1  
Заказ №\_\_\_\_\_ Цена 500 тенге

Копировально-множительное бюро  
Некоммерческого акционерного общества  
«Алматинский университет энергетики и связи»  
050013, Алматы, ул. Байтурсынова, 126