

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ**

**КАФЕДРА: «Электроэнергетические системы и их
управление»**

Курсовой проект

По предмету: «ММО и АСУЭС и ЭС»

Выполнил:

ст.гр. 1-09 МЭЭ

Комилов С

Руководитель:

Бабаназарова Н.К.

БУХАРА- 2012 ГОД

СОДЕРЖАНИЕ:

1. Введение
2. Основная часть
3. Заключение
4. Список используемой литературы

ВВЕДЕНИЕ

И.А. Каримов цитирует: Мы не сможем достигнуть высоких целей по модернизации страны, если не обеспечим четкой и глубокой взаимосвязи процессов реформирования экономики и социальной сферы с постоянным обновлением общественно-политической и судебно-правовой системы.

Началом к модернизации и технического перевооружению, является решение одной из важнейших проблем развития промышленности, повышение эффективности использования и экономия энергоресурсов, в связи с их удорожанием. Один из основных способов решения проблемы является использование рациональной схемы электроснабжения. Одна из основных задач курсового проекта является определение оптимальной схемы электроснабжения промышленного предприятия. При этом в курсовом проекте рассматриваются два варианта системы электроснабжения, и на основе технико-экономических сравнений, определяется рациональная схема электроснабжения предприятия.

Курсовой проект, также предусматривает решение комплексной задачи. Здесь рассматриваются вопросы по выбору линий высокого и низкого напряжения, расчет и выбор подстанций различного уровня электроснабжения. При вышесказанных решений этих задач учитывается категория потребителей, нормативные показатели таких как, потери напряжения или нормативный коэффициент мощности. Таким образом, рассматриваются все вопросы по электроснабжению промышленных предприятий.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ РАСЧЕТА.

По справочнику определяем коэффициент спроса цехов и $\cos\varphi$. Исходные данные расчета занесены в таблицу №1.

Таблица №1.

№	НАИМЕНОВАНИЕ ЦЕХОВ	$P_{уст}$ кВт	K_c -	$\cos\varphi$
1	Административное здание	150	0,6	0,74
2	Цех радиотехники	350	0,75	0,84
3	Телевизорный цех	450	0,6	0,87
4	Сборочный цех	680	0,65	0,88
5	Цех измерительных приборов	570	0,72	0,86
6	Центральная лаборатория	280	0,5	0,76
7	Склад готовой продукции	250	0,62	0,78
8	Испытательный цех	200	0,56	0,73

Расчет электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок производим по методу коэффициента спроса.

Расчет нагрузок 1-цеха

Силовая активная нагрузка 1-цеха.

$$P_{рас} = P_{уст} \cdot K_c = 150 \cdot 0,74 = 90 \text{ кВт}$$

Силовая реактивная нагрузка 1-цеха

$$Q_{рас} = P_{рас} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 90 \cdot 0,91 = 81,8 \text{ кВар}$$

Активная нагрузка освещения.

$$P_{ос} = F \cdot P_o / 1000 = 1390 \cdot 20 / 1000 = 27,2 \text{ кВт}$$

где F , P_o - площадь и удельная мощность освещения

Реактивная мощность освещения.

$$Q_{ос} = P_{ос} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 27,2 \cdot 0,95 = 25,84 \text{ кВар}$$

Суммарная активная нагрузка 1-цеха

$$P_{\Sigma} = P_{рас} + P_{ос} = 90 + 27,2 = 117,2 \text{ кВт}$$

Суммарная реактивная нагрузка 1-цеха

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{рас}} + Q_{\text{ос}} = 81,8 + 25,84 = 107,64 \text{ кВар}$$

Полная мощность 1-цеха

$$S_{\text{рас}} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{117,2^2 + 107,64^2} = 159,13 \text{ кВА}$$

Расчеты для остальных цехов выполняются аналогично, поэтому подробный расчет не приводится, а только результаты в виде таблицы

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

ТАБЛИЦА № 2

№	Наименование цехов	Р _{ус} кВт	Кс	Сosφ	Р _{рас} кВт	Q _{рас} кВар	Р ₀ Вт	F кв.м	Р _{ос} кВт	Q _{ос} квар	Р _{Σрас} кВт	Q _{Σрас} кВар	S _{рас} кВА
1.	Административное здание	150	0,6	0,74	90,0	81,8	20	1360	27,20	25,84	117,20	107,64	159,13
2.	Цех радиотехники	350	0,75	0,84	262,5	169,6	20	880	17,60	16,72	280,10	186,28	336,39
3.	Телевизорный цех	450	0,6	0,87	270,0	153,0	19	528	10,03	9,53	280,03	162,55	323,79
4.	Сборочный цех	680	0,65	0,88	442,0	238,6	18	960	17,28	16,42	459,28	254,98	525,31
5.	Цех измерительных приборов	570	0,72	0,86	410,4	243,5	18	960	17,28	16,42	427,68	259,93	500,48
6.	Центральная лаборатория	280	0,5	0,76	140,0	119,7	22	640	14,08	13,38	154,08	133,10	203,61
7.	Склад готовой продукции	250	0,62	0,78	155,0	124,4	10	880	8,80	8,36	163,80	132,71	210,82
8.	Испытательный цех	200	0,56	0,73	112,0	104,9	14	880	12,32	11,70	124,32	116,56	170,42
	Всего	2930			1881,9	1235,4					2006,49	1353,76	2429,9

Общая мощность предприятия

$$P_{\Sigma} = 2006,49 \text{ кВт} \quad Q_{\Sigma} = 1353,76 \text{ кВар} \quad S_{\Sigma\text{рас}} = 2429,9 \text{ кВА}$$

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P_{\text{тр}} = S_{\Sigma\text{рас}} \cdot 0,02 = 2429,9 \cdot 0,02 = 48,6 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_{\text{тр}} = S_{\Sigma\text{рас}} \cdot 0,1 = 2429,9 \cdot 0,1 = 242,99 \text{ кВт}$$

Компенсируемая реактивная мощность

$$Q_{ку} = P_{\Sigma рас} (tg \varphi_{ест} - tg \varphi_n) = 2006,49 \cdot (0,78 - 0,33) = 896,85 \text{ кВар}$$

где $tg \varphi_{ест}$ и $tg \varphi_n$ - естественный и нормативный коэффициенты мощности

Общая мощность предприятия после компенсации

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma рас}^2 + (Q_{\Sigma рас} - Q_{ку})^2} = \sqrt{2006,49^2 + (1353,76 - 896,85)^2} = 2125,1 \text{ кВА}$$

Картограмма электрических нагрузок

Графическое выражение электрических нагрузок на генплане предприятия называется картограммой электрических нагрузок. При этом электрическая нагрузка цехов выражается кругами, центр, которого соответствует геометрическому центру данного цеха. Сектор в круге характеризует мощности расходуемой на освещения цеха. Для составления картограммы на генплан предприятия вводится системы координаты. Картограмма электрических нагрузок составляется для определения центра электрических нагрузок. Сначала, расчетная мощность каждого цеха умножается на координаты данного цеха. В примере 1-цеха рассмотрим составление картограммы.

Расчетную мощность 1-цеха умножаем на координаты 1-цеха

$$P_{x1} = P_1 \cdot X_1 = 117,2 \cdot 166 = 19455 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

$$P_{y1} = P_1 \cdot Y_1 = 117,2 \cdot 52 = 6094 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

Определяем угол освещения - α по следующей формуле

$$\alpha = \frac{P_{ос}}{P_{\Sigma рас}} \cdot 360^\circ = \frac{27,2}{117,2} \cdot 360^\circ = 83,55^\circ;$$

Определяем радиус круга по следующей формуле

$$r_n = \sqrt{\frac{P_{\Sigma рас}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{117,2}{1 \cdot 3,14}} = 6,1 \text{ м}$$

Расчеты для остальных цехов выполняются аналогично, поэтому подробный расчет не приводится. Результаты расчетов показаны в таблице №3

№	Наименование цехов	X м	Y м	P·X кВт·м	P·Y кВт·м	α град	R м
1.	Административное здание	166	52	19455	6094	83,55	6,1
2.	Цех радиотехники	128	84	35853	23528	22,62	9,4
3.	Телевизорный цех	126	32	35284	8961	12,90	9,4

4.	Сборочный цех	78	76	35824	34905	13,54	12,1
5.	Цех измерительных приборов	76	30	32504	12830	14,55	11,7
6.	Центральная лаборатория	66	114	10169	17565	32,90	7,0
7.	Склад готовой продукции	26	102	4259	16708	19,34	7,2
8.	Испытательный цех	26	40	3232	4973	35,68	6,3
	Всего			176580	125565		

Определяем координаты центра электрических нагрузок

$$X_0 = \frac{\Sigma(P_{\Sigma n} \cdot X_n)}{\Sigma P_{\Sigma n}} = \frac{176580}{2006,49} = 88,8 \text{ м}$$

$$Y_0 = \frac{\Sigma(P_{\Sigma n} \cdot Y_n)}{\Sigma P_{\Sigma n}} = \frac{125565}{2006,49} = 62,6 \text{ м}$$

Расчет внешнего электроснабжения

Система внешнего электроснабжения включает в себя главную понизительную подстанцию предприятия или главную распределительную подстанцию, а также линии электропередачи, связывающие с энергосистемой. Расчет внешнего электроснабжения начинается с выбором ЛЭП

Расчетный ток ЛЭП

$$I_{рас} = S_{рас} / (n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n) = 2125,1 / (2 \cdot 1,73 \cdot 110) = 5,58 \text{ А}$$

Аварийный ток ЛЭП

$$I_{ав} = S_{рас} / (\sqrt{3} \cdot U_n) = 2125,1 / (1,73 \cdot 110) = 11,2 \text{ А}$$

Паспортные параметры выбранной ЛЭП

Тип АС-3х 70; $I_{дд}=265 \text{ А}$; $R_0=0,45 \text{ ом/км}$; $X_0=0,4 \text{ ом/км}$; $K_0 = 40,8 \text{ млн. сум}$

Потери напряжения в ЛЭП

$$\Delta U_{л} = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot (R_0 \cdot \cos\varphi + X_0 \cdot \sin\varphi) \cdot l_{л} = 1,73 \cdot 5,58 \cdot (0,45 \cdot 0,94 + 0,4 \cdot 0,329) \cdot 14 = 75,27 \text{ В}$$

$$\Delta U\% = (\Delta U_{л}/U_{н}) \cdot 100\% = (75,27/110000) \cdot 100\% = 0,07\%$$

Потери мощности ЛЭП

$$\Delta P_{л} = 3 \cdot I_p^2 \cdot R_0 \cdot l_{л} = 3 \cdot 5,58^2 \cdot 0,45 \cdot 28 \cdot 10^{-3} = 1,18 \text{ кВт}$$

Расчет технико-экономических показателей ЛЭП

Потери энергии в ЛЭП

$$\Delta A_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau = 1,18 \cdot 4622 = 5433,7 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

Амортизационные отчисления ЛЭП

$$U_a = K_{лэп} \cdot \varphi_a = 571,2 \cdot 0,023 = 13,14 \text{ млн. сум}$$

$$\varphi_a = 0,023;$$

Отчисление на текущий ремонт и обслуживание

$$U_{тр} = K_{лэп} \cdot \varphi_{тр} = 571,2 \cdot 0,004 = 2,28 \text{ млн. сум}$$

Где, $\varphi_{тр} = 0,004$; отчисление на текущий ремонт и на обслуживание.

Стоимость потерь ЛЭП

$$\Delta U_{ном} = \Delta P \cdot \alpha + \Delta A \cdot \beta = 1,18 \cdot 200000 + 5433,7 \cdot 100 = 0,78 \text{ млн сум}$$

Где, α -основная ставка для оплаты за заявленную мощность электроэнергии, на текущий год $\alpha = 200000$ сум/кВт. β -дополнительная ставка, за использованную электроэнергию $\beta = 100$ сум/кВт·час

Годовые издержки ЛЭП

$$U = U_a + U_{тр} + \Delta U_{пот} = 13,14 + 2,28 + 0,78 = 16,2 \text{ млн сум}$$

Приведенные затраты ЛЭП

$$Z_{лэп} = U + K_{лэп} \cdot 0,12 = 16,2 + 0,12 \cdot 571,2 = 84,74 \text{ млн сум}$$

Выбор главной понизительной подстанции завода.

Коэффициент загрузки трансформатора

$$\beta = \frac{S_n}{n \cdot S_{ном}} = 2429,9 / (2 \cdot 1600) = 0,76$$

Коэффициент загрузки трансформатора в пределах нормативного.

Следовательно, выбираем трансформатор 2хТДН 1600/110/10

$$\Delta P_k = 85 \text{ кВт}, \Delta P_{xx} = 21 \text{ кВт}, I_{xx} = 0,85\%, U_k = 10,5\%, K = 184 \text{ млн.с}$$

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P_{TP} = n \cdot (\Delta P_k \cdot \beta^2 + \Delta P_x) = 2 \cdot (85 \cdot 0,76^2 + 21) = 140,03 \text{ кВт}$$

Потери энергии трансформатора.

$$\Delta A_{TP} = n \cdot (\Delta P_k \cdot \beta^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot T_{max}) = 2 \cdot (85 \cdot 0,76^2 \cdot 4622 + 21 \cdot 8760) = 821 \text{ МВт}$$

Расчет технико-экономических показателей ГПП.

Стоимость потерь энергии трансформаторов.

$$\Delta U_{nom} = \Delta P \cdot \alpha + \Delta A \cdot \beta = 140,03 \cdot 200000 + 820993,4 \cdot 100 = 110,10 \text{ млн. сум}$$

Амортизационное отчисление ГПП

$$\phi_a = 0,064;$$

$$U_a = K_{гпп} \cdot \phi_a = 184 \cdot 0,064 = 11,8 \text{ млн. сум}$$

Отчисление на текущий ремонт и на обслуживание

$$\phi_{тр} = 0,04$$

$$U_{тр} = K_{гпп} \cdot \phi_{тр} = 184 \cdot 0,04 = 7,36 \text{ млн сум}$$

Годовые издержки ГПП

$$U = U_a + U_{тр} + \Delta U_{п} = 11,8 + 7,36 + 110,10 = 129,24 \text{ млн сум}$$

Приведенные годовые затраты ГПП

$$З = U + K_{гпп} \cdot 0,12 = 129,24 + 0,12 \cdot 184 = 151,3 \text{ млн. сум}$$

Технико-экономические показатели внешнего электроснабжения

4-таблица

Наименование оборудования	К млн.сум	U _a млн.сум	U _{тр} млн сумм	ΔU _п млн сум	U млн сум	З млн сум
ГПП	184	11,78	7,36	110,10	129,24	151,32
ЛЭП	571,2	13,14	2,28	0,78	16,20	84,74
Итого	755,2	24,91	9,64	110,88	145,44	236,07

СИСТЕМА ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

Система внутреннего электроснабжения включает в себя электрические сети находящейся на территории завода, включая цеховые подстанции.

Система внутреннего электроснабжения предлагается в двух вариантах. В первом варианте сгруппируем нагрузки цехов следующим образом:

ТП	Цех
ТП 1	1,2,3
ТП 2	4,6
ТП 3	5,7,8

Нагрузка трансформатора.

$$P_{\text{ТП1}} = P_1 + P_2 + P_3 = 677,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП1}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 = 456,5 \text{ кВар};$$

Компенсируем реактивную мощность подстанции до нормативного значения

Компенсируемая реактивная мощность

$$Q_{\text{кy}} = P_{\Sigma \text{ТП1}} (\text{tg } \varphi_{\text{ECT}} - \text{tg } \varphi_{\text{H}}) = 677,3 \cdot (0,67 - 0,33) = 232,9 \text{ кВар}$$

Выбираем комплект компенсирующих устройств с мощностью 160 кВар, тип 1хККУ-0,38-III и 80 кВар, 1хККУ-0,38-I

Расчет полной мощности подстанции после компенсации.

$$S'_{\text{mn}} = \sqrt{P_{\text{mn}}^2 + (Q_{\text{mn}} - Q_{\text{кy}})^2} = \sqrt{677,3^2 + (456,5 - 232,9)^2} = 713,3 \text{ кВА}$$

$$\text{Коэффициент загрузки трансформатора } \beta = \frac{S_{\text{H}}}{n \cdot S_{\text{ном}}} = 713 / (2 \cdot 400) = 0,89$$

Коэффициент загрузки трансформатора в пределах нормативного.

Поэтому окончательно выбираем мощность трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P_{\text{TP}} = n \cdot (\Delta P_{\text{к}} \cdot \beta^2 + \Delta P_{\text{x}}) = 2 \cdot (5,5 \cdot 0,89^2 + 0,92) = 10,58 \text{ кВт}$$

Потери энергии трансформатора.

$$\Delta A_{\text{TP}} = n \cdot (\Delta P_{\text{к}} \cdot \beta^2 \cdot \tau + \Delta P_{\text{x}} \cdot T_{\text{max}}) = 2 \cdot (5,5 \cdot 0,89^2 \cdot 4622 + 0,92 \cdot 8760) = 56,53 \text{ МВт}$$

Таблица №10

№ Т П	Число и тип трансформатор	P _{ТП} кВт	Q _{ТП} кВар	S _{ТП} кВА	β	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	U _к %	I _х %	К млн.с
					-					

ТП-1	2ХТМ-400/10	677,3	456,5	713,3	0,89	5,50	0,92	4,50	2,10	62,70
ТП-2	2ХТМ-400/10	613,4	388,1	645,9	0,81	5,50	0,92	4,50	2,10	62,70
ТП-3	2ХТМ-400/10	715,8	509,2	753,8	0,94	5,50	0,92	4,50	2,10	62,70

Таблица №11

№ ТП	Число и тип трансформатор	Q _{ку} кВар	Тип компенс устройства	ΔP _{тр} кВт	А _{тр} МВт·ч
ТП-1	2ХТМ-400/10	232,9	1х80 кВар ККУ-0,38-Ии 1х160 кВар, ККУ-0,38-III	10,58	56,53
ТП-2	2ХТМ-400/10	185,7	1х160 кВар, ККУ-0,38-III	9,01	49,26
ТП-3	2ХТМ-400/10	273,0	ККУ-0,38-V 1х280 кВар	11,61	61,25

Технико-экономические показатели цеховых подстанций.

Общие потери мощности подстанций $\Delta P_{\text{тр}} = 31,2$ кВт

Общие потери энергии подстанций $\Delta A_{\text{тр}} = 167$ МВт·час

Стоимость потерь энергии трансформаторов.

$$\Delta U_{\text{ном}} = \Delta P \cdot \alpha + \Delta A \cdot \beta = 31,2 \cdot 200000 + 167050 \cdot 100 = 22,94 \text{ млн. сум}$$

Амортизационные отчисления подстанций

$$U_a = K_{\text{mn}} \cdot \varphi_a = 188,10 \cdot 0,064 = 12 \text{ млн. сум}$$

Отчисление на текущий ремонт и обслуживание

$$U_{\text{тр}} = K_{\text{mn}} \cdot \varphi_{\text{тр}} = 188,10 \cdot 0,04 = 7,52 \text{ млн. сум}$$

Годовые издержки подстанций

$$U = U_a + U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{п}} = 12 + 7,52 + 22,94 = 42,5 \text{ млн. сум}$$

Приведенные годовые затраты цеховых подстанций

$$Z_{\text{пс}} = K_{\text{пс}} \cdot E_{\text{н}} + U = 188,10 \cdot 0,12 + 42,5 = 65,1 \text{ млн сум}$$

Расчет кабельных линий

Выбор кабельных линий осуществляем по нагреву, т.е. по длительному допустимому току кабеля. Для этого определяется максимальный рабочий ток кабеля и сопоставляется с длительно-допустимым током выбранного кабеля. Если расчетный аварийный ток кабеля меньше чем длительно-допустимый ток кабеля, принимается выбранный кабель. Максимальным расчетным током принимается аварийный ток кабеля. На каждой кабельной линии принимаем два параллельных кабеля. Расчетный аварийным током принимается ток кабеля тогда, когда нагрузка кабеля протекает через только один из параллельных кабелей. В первом варианте в основном принимаем радиальные линии, т.е. цеховые подстанции питаются непосредственно от ГРП. Распределительные пункты цехов от цеховых подстанций. В первом варианте 3 ТП, соответственно 3 высоковольтных кабельных линий и 5 низковольтных кабельных линий. От 1-КЛ питается 2,3,8 цеха, соответственно нагрузка КЛ-1 будет равна нагрузке 2,3,8 цехов, т.е. $S_{\text{кЛ1}} = S_2 + S_3 + S_8$. Определяем расчетные токи кабелей.

Расчетный ток 1 -кабеля.

$$I_{\text{рас}} = S_{\text{рас}} / (n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}) = 713,3 / (2 \cdot 1,73 \cdot 10) = 20,6 \text{ А}$$

Расчет аварийного тока 1 -кабеля.

$$I_{\text{ав}} = S_{\text{рас}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}) = 713,3 / (1,73 \cdot 10) = 41,2 \text{ А}$$

Паспортные параметры кабельной линии. Тип-2хАСБ 3х50; $I_{\text{дд}}=140 \text{ А}$ $R_0=0,62 \text{ ом/км}$
 $X_0=0,09 \text{ ом/км}$ Стоимость 1 км кабельной линии $K_0= 20,58 \text{ млн.сум/км}$

Потери мощности 1 -кабельной линии

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot I_p^2 \cdot R_0 \cdot l_{\text{кл}} = 3 \cdot 20,6^2 \cdot 0,62 \cdot 0,112 = 0,088 \text{ кВт}$$

Потери напряжения кабеля.

$$\Delta U_{\text{л}} = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot (R_0 \cdot \cos \varphi + X_0 \cdot \sin \varphi) \cdot l_{\text{л}} =$$
$$= 1,73 \cdot 20,6 \cdot (0,62 \cdot 0,95 + 0,09 \cdot 0,313) \cdot 0,056 = 1,23 \text{ В};$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U_{\text{кл}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% = (1,23 / 10000) \cdot 100 \% = 0,012 \%$$

Расчеты остальных кабельных линий выполняются аналогично, результаты расчетов занесены в таблицу №12

N	Номер КЛ	Потребители кабелей	U _{ном} В	P _{кл} кВт	Q _{кл} кВар	S _{кл} кВА	I _{рас} А	I _{ав} А
1	КЛ-1	ГПП-ТП1	10000	677,3	456,5	713,3	20,6	41,2
2	КЛ-2	ГПП-ТП2	10000	613,4	388,1	645,9	18,6	37,3
3	КЛ- 3	ГПП-ТП3	10000	715,8	509,2	753,8	21,8	43,5
4	КЛ- 4	ТП1-РП1	400	117,2	107,6	159,1	114,8	229,7
5	КЛ 5	ТП1-РП2	400	280,1	186,3	336,4	121,4	242,8
6	КЛ- 6	ТП2-РП3	400	154,1	133,1	203,6	146,9	293,9
7	КЛ- 7	ТП3-РП4	400	163,8	132,7	210,8	152,1	304,3
8	КЛ- 8	ТП3-РП5	400	124,3	116,6	170,4	123,0	246,0

Результаты расчетов по выбору КЛ и расчет потерь КЛ занесены в таблицу №13

№ КЛ	Потребители кабелей	I _{ав} А	I _{дд} А	Тип и сечение кабеля	R _о Ом/км	X _о Ом/км	L км	K _о млн. сум	ΔP _л кВт	ΔU%
КЛ-1	ГПП-ТП1	41,2	140	2хАСБ-3х50	0,62	0,09	0,056	20,58	0,088	0,012
КЛ-2	ГПП-ТП2	37,3	140	2хАСБ-3х50	0,62	0,09	0,006	20,58	0,008	0,001
КЛ-3	ГПП-ТП3	43,5	140	2хАСБ-3х50	0,62	0,09	0,04	20,58	0,07	0,009
КЛ-4	ТП1-РП1	229,7	240	2хАВВГ-3х95+1х50	0,326	0,06	0,07	11,263	1,806	0,977
КЛ 5	ТП1-РП2	242,8	270	4хАВВГ-3х120+1х70	0,258	0,06	0,044	27,924	2,007	0,574
КЛ-6	ТП2-РП3	293,9	305	2хАВВГ-3х150+1х70	0,206	0,06	0,068	17,3472	1,815	0,84
КЛ-7	ТП3-РП4	304,3	305	2хАВВГ-3х150+1х70	0,206	0,06	0,104	17,3472	2,975	1,355

КЛ-8	ТПЗ-ПП5	246,0	270	2хАВВГ-3х120+1х70	0,258	0,06	0,056	13,962	1,311	0,684
------	---------	-------	-----	-------------------	-------	------	-------	--------	-------	-------

Технико-экономические показатели кабельных линий

Общие потери мощности кабельных линий

$$\Delta P_{\text{кл}} = 10,08 \text{ кВт}$$

Потери энергии кабельных линий.

$$\Delta A_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{кл}} \cdot \tau = 10,08 \cdot 4622 = 46,594 \text{ МВт} \cdot \text{час}$$

Стоимость потерь энергии в кабельных линиях

$$\Delta U_{\text{ном}} = \Delta P \cdot \alpha + \Delta A \cdot \beta = 10,08 \cdot 200000 + 46594 \cdot 100 = 6,676 \text{ млн. сум}$$

Амортизационные отчисления кабельных линий

$$U_a = K_{\text{кл}} \cdot \varphi_a = 7,88 \cdot 0,023 = 0,181 \text{ млн. сум}$$

Отчисление на текущий ремонт и на обслуживание

$$U_{\text{тр}} = K_{\text{кл}} \cdot \varphi_{\text{тр}} = 7,88 \cdot 0,004 = 0,032 \text{ млн. сум}$$

Годовые издержки кабельных линий.

$$U = \Delta U_{\text{п}} + U_a + U_{\text{тр}} = 6,676 + 0,181 + 0,032 = 6,89 \text{ млн. сум}$$

Приведенные годовые затраты кабельных линий

$$Z_{\text{кл}} = K_{\text{кл}} \cdot E_n + U = 7,88 \cdot 0,12 + 6,89 = 7,834 \text{ млн. сум}$$

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ 1-ВАРИАНТА

Наимен. оборуд	К млн. сум	$\Delta P_{\text{п}}$ кВт	U_a млн. сум	$U_{\text{тр}}$ млн сум	$\Delta U_{\text{п}}$ млн сум	U млн сум	З млн сум
ТП	188,1	31,20	12,04	7,52	22,94	42,51	65,08
КЛ	7,88	10,08	0,18	0,03	6,68	6,89	7,83
ИТОГО	196,0	41,28	12,22	7,56	29,62	49,40	72,91

II-ВАРИАНТ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА.

Во втором варианте системы электроснабжения предлагается следующая схема:

ТП	Цех
ТП 1	1,2,3,5
ТП 2	4,6,7,8

Нагрузка трансформатора.

$$P_{\text{ТП1}} = P_1 + P_2 + P_3 + P_5 = 1105 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП1}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_5 = 716,4 \text{ кВар};$$

Компенсируем реактивную мощность подстанции до нормативного значения

Компенсированная реактивная мощность

$$Q_{\text{КУ}} = P_{\Sigma \text{ТП1}} (\text{tg} \varphi_{\text{ECT}} - \text{tg} \varphi_{\text{H}}) = 1105 \cdot (0,65 - 0,33) = 351,7 \text{ кВар}$$

Выбираем комплект компенсирующих устройств с мощностью 280 кВар, тип ККУ-0,38-V и 80 кВар, тип ККУ-0,38-I

Расчет полной мощности подстанции после компенсации.

$$S'_{\text{mn}} = \sqrt{P_{\text{mn}}^2 + (Q_{\text{mn}} - Q_{\text{КУ}})^2} = \sqrt{1105^2 + (716,4 - 351,7)^2} = 1163,6 \text{ кВА}$$

$$\text{Коэффициент загрузки трансформатора } \beta = \frac{S_{\text{H}}}{n \cdot S_{\text{НОМ}}} = 1163,6 / (2 \cdot 630) = 0,92$$

Коэффициент загрузки трансформатора в пределах нормативного.

Поэтому окончательно выбираем мощность трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P_{\text{ТР}} = n \cdot (\Delta P_{\text{к}} \cdot \beta^2 + \Delta P_{\text{х}}) = 2 \cdot (7,6 \cdot 0,92^2 + 1,42) = 15,8 \text{ кВт}$$

Потери энергии трансформатора.

$$\Delta A_{\text{ТР}} = n \cdot (\Delta P_{\text{к}} \cdot \beta^2 \cdot \tau + \Delta P_{\text{х}} \cdot T_{\text{max}}) = 2 \cdot (7,6 \cdot 0,92^2 \cdot 4622 + 1,42 \cdot 8760) = 84,8 \text{ МВт}$$

Таблица №10

№ Т П	Число и тип трансформатор	P _{ТП} кВт	Q _{ТП} кВар	S _{ТП} кВА	β	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	U _к %	I _х %	К млн.с
ТП-1	2ХТМ-630/10	1105,0	716,4	1163,6	0,92	7,6	1,42	5,5	2	93

ТП-2	2ХТМ-630/10	901,5	637,4	949,3	0,75	7,6	1,42	5,5	2	93
------	-------------	-------	-------	-------	------	-----	------	-----	---	----

Таблица №11

№ ТП	Число и тип трансформатор	Q _{ку} кВар	Тип компенс устройства	ΔP _п кВт	А _{тр} МВт·ч
ТП-1	2ХТМ-630/10	351,7	ККУ-0,38-I 1x80 кВар, ККУ-0,38-V 1x280 кВар	15,8	84,80
ТП-2	2ХТМ-630/10	339,9	ККУ-0,38-I 1x80 кВар, ККУ-0,38-V 1x280 кВар	11,5	64,76

Технико-экономические показатели цеховых подстанций.

Общие потери мощности подстанций $\Delta P_{тр} = 27,27$ кВт

Общие потери энергии подстанций $\Delta A_{тр} = 149,6$ МВт·час

Стоимость потерь энергии трансформаторов.

$$\Delta U_{ном} = \Delta P \cdot \alpha + \Delta A \cdot \beta = 27,27 \cdot 200000 + 149600 \cdot 100 = 20,4 \text{ млн. сум}$$

Амортизационные отчисления подстанций

$$U_a = K_{mn} \cdot \varphi_a = 186 \cdot 0,064 = 11,9 \text{ млн. сум}$$

Отчисление на текущий ремонт и обслуживание

$$U_{тр} = K_{mn} \cdot \varphi_{тр} = 186 \cdot 0,04 = 7,44 \text{ млн. сум}$$

Годовые издержки подстанций

$$U = U_a + U_{тр} + \Delta U_{п} = 11,9 + 7,44 + 20,4 = 39,75 \text{ млн. сум}$$

Приведенные годовые затраты цеховых подстанций

$$Z_{пс} = K_{пс} \cdot E_n + U = 186 \cdot 0,12 + 39,75 = 62,07 \text{ млн сум}$$

Расчет кабельных линий

Расчетный ток 1 -кабеля.

$$I_{рас} = S_{рас} / (n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n) = 1105 / (2 \cdot 1,73 \cdot 10) = 33,6 \text{ А}$$

Расчет аварийного тока 1 -кабеля.

$$I_{ав} = S_{рас} / (\sqrt{3} \cdot U_n) = 1105 / (1,73 \cdot 10) = 67,2 \text{ А}$$

Паспортные параметры кабельной линии. Тип-2хАСБ 3х50; I_{дд}=140 А R_о=0,62 ом/км
X_о=0,09 ом/км Стоимость 1 км кабельной линии К_о= 20,58 млн.сум/км

Потери мощности 1 -кабельной линии

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_p^2 \cdot R_0 \cdot l_{кл} = 3 \cdot 33,6^2 \cdot 0,62 \cdot 0,088 = 0,18 \text{ кВт}$$

Потери напряжения кабеля.

$$\Delta U_l = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot (R_0 \cdot \cos \varphi + X_0 \cdot \sin \varphi) \cdot l_l =$$

$$= 1,73 \cdot 33,6 \cdot (0,62 \cdot 0,95 + 0,09 \cdot 0,313) \cdot 0,044 = 1,58 \text{ В};$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U_{кл}}{U_{ном}} \cdot 100\% = (1,58 / 10000) \cdot 100\% = 0,02 \%$$

Расчеты остальных кабельных линий выполняются аналогично, результаты расчетов занесены в таблицу №12

N	Номер КЛ	Потребители кабелей	U _{ном} В	Р _{кл} кВт	Q _{кл} кВар	С _{кл} кВА	I _{рас} А	I _{ав} А
1	КЛ-1	ГПП-ТП1	10000	1105,01	716,4	1164	33,6	67,2
2	КЛ-2	ГПП-ТП2	10000	901,48	637,36	949	27,4	54,8
3	КЛ- 3	ТП1-РП1	400	117,20	107,64	159,1	114,8	230
4	КЛ- 4	ТП1-РП2	400	280,03	162,55	323,8	116,8	234
5	КЛ 5	ТП1-РП3	400	280,10	186,28	336,4	121,4	243
6	КЛ- 6	ТП2-РП4	400	154,08	133,10	203,6	147	294
7	КЛ- 7	ТП2-РП5	400	163,80	132,71	210,8	152,1	304
8	КЛ- 8	ТП2-РП6	400	124,32	116,56	170,4	123,0	246

Результаты расчетов по выбору КЛ и расчет потерь КЛ занесены в таблицу №13

№	Потребители кабелей	Iав А	Iдд А	Тип и сечение кабеля	Ro Ом/км	Xo Ом/км	L Км	Ko млн. сум	Kл млн. сум	ΔPл кВт	ΔU%
1	ГПП-ТП1	67,2	140	2хАСБ-3х50	0,62	0,09	0,044	20,58	0,91	0,18	0,02
2	ГПП-ТП2	54,8	140	2хАСБ-3х50	0,62	0,09	0,06	20,58	1,23	0,17	0,018
3	ТП1-РП1	230	240	2хАВВГ-3х95+1х50	0,326	0,06	0,11	11,26	1,24	2,84	1,54
4	ТП1-РП2	234	240	2хАВВГ-3х95+1х50	0,326	0,06	0,062	22,53	1,40	3,31	0,98
5	ТП1-РП3	243	270	2хАВВГ-3х120+1х70	0,258	0,06	0,096	27,92	2,68	4,38	1,25
6	ТП2-РП4	294	305	2хАВВГ-3х150+1х70	0,206	0,06	0,04	17,35	0,69	1,07	0,50
7	ТП2-РП5	304	305	2хАВВГ-3х150+1х70	0,206	0,06	0,056	17,35	0,97	1,60	0,73
8	ТП2-РП6	246	270	2хАВВГ-3х120+1х70	0,258	0,06	0,08	13,96	1,12	1,87	0,98

Технико-экономические показатели кабельных линий

Общие потери мощности кабельных линий

$$\Delta P_{\text{кл}} = 15,42 \text{ кВт}$$

Потери энергии кабельных линий.

$$\Delta A_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{кл}} \cdot \tau = 15,42 \cdot 4622 = 71285 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

Стоимость потерь энергии в кабельных линиях

$$\Delta U_{\text{ном}} = \Delta P \cdot \alpha + \Delta A \cdot \beta = 15,42 \cdot 200000 + 71285 \cdot 100 = 10,213 \text{ млн. сум}$$

Амортизационные отчисления кабельных линий

$$U_a = K_{\text{кл}} \cdot \varphi_a = 10,2 \cdot 0,023 = 0,235 \text{ млн. сум}$$

Отчисление на текущий ремонт и на обслуживание

$$U_{\text{тр}} = K_{\text{кл}} \cdot \varphi_{\text{тр}} = 10,2 \cdot 0,004 = 0,041 \text{ млн. сум}$$

Годовые издержки кабельных линий.

$$U = \Delta U_{\text{п}} + U_a + U_{\text{тр}} = 10,213 + 0,235 + 0,041 = 10,49 \text{ млн. сум}$$

Приведенные годовые затраты кабельных линий

$$Z_{\text{кл}} = K_{\text{кл}} \cdot E_{\text{н}} + U = 10,2 \cdot 0,12 + 10,49 = 11,72 \text{ млн. сум}$$

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ 2-ВАРИАНТА

Наимен. оборуд	К млн. сум	$\Delta P_{\text{п}}$ кВт	$U_{\text{а}}$ млн. сум	$U_{\text{тр}}$ млн сум	$\Delta U_{\text{п}}$ млн сум	U млн сум	З млн сум
ТП	186	27,27	11,9	7,44	20,41	39,75	62,074
КЛ	10,24	15,4	0,24	0,04	10,21	10,490	11,718
ИТОГО	196,24	42,69	12,14	7,48	30,62	50,24	73,79

Сравнение вариантов.

На основе технико-экономических показателей выбираем наиболее экономичный вариант электроснабжения. Для этого составляем следующую таблицу.

Номер варианта	К млн. сум	$\Delta P_{\text{п}}$ кВт	$U_{\text{а}}$ млн. сум	$U_{\text{тр}}$ млн сум	$\Delta U_{\text{п}}$ млн сум	U млн сум	З млн сум
1-вариант	195,98	41,28	12,22	7,56	29,62	49,40	72,91
2-вариант	196,24	42,69	12,14	7,48	30,62	50,24	73,79

Технико-экономические показатели обоих вариантов показали, что 1 вариант дешевле 2 варианта на 0,26 млн сум. Поэтому для электроснабжения завода выбираем схему 1 го варианта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

В связи с ростом мощности электростанций необходима модернизация всех промышленных предприятий, в чем и заключалась данный курсовой проект. В курсовой работе спроектирована система электроснабжения завода измерительных приборов. Электрические нагрузки рассчитаны по методу коэффициенту спроса. Для определения месторасположения главной распределительной подстанции построена картограмма электрических нагрузок. В выпускной квалификационной работе рассмотрена система электроснабжения в двух ступенях: система внешнего электроснабжения и система внутреннего электроснабжения. Внутреннее электроснабжения завода выполнено в двух вариантах. На основе технико-экономических сравнений выбрана схема рационального модернизированного электроснабжения. Стоимость электрооборудования рассчитано по нынешним ценам.

Трансформаторные подстанции выбраны в соответствии с категориями потребителей. Кабельные линии выбраны по нагреву, т.е. по длительно допустимому току кабеля. Для обеспечения надежности системы электроснабжения во всех подстанциях трансформаторы работают параллельно, т.е. на каждой подстанции установлено по два трансформатора. На каждой кабельной линии имеются минимум по два кабеля. Стоимость потерь рассчитано по двухставочному тарифу.

При проектировании учтены нормативные показатели регулирующие режимы потребления электроэнергии в промышленных предприятиях. Компенсирована реактивная мощность на подстанциях до нормативного значения коэффициента мощности.

ЛИТЕРАТУРА.

1. А.А. Федоров, В.В. Каменева «Основы электроснабжения промышленных предприятий», Издательство «Энергия», 1979 г.
2. Блок В.М. Учебное пособие по дипломному и курсовому проектированию для электроэнергетических специальностей. М.: «Высшая школа», 1991 г.
3. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Под редакцией А.А. Фёдорова и Г.В. Сербиновского -М.: Энергия, 1980 г.