

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция системы электроснабжения корпуса № 20
автомобильного завода»

Студент(ка)

Д.Н. Крепак

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Нагаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена на тему: «Реконструкция системы электроснабжения корпуса № 20 автомобильного завода». В работе произведен расчет электрических нагрузок от силового оборудования и системы внутреннего освещения, выбраны места сооружения комплектных трансформаторных подстанций, схема внутреннего электроснабжения, определены токи короткого замыкания (КЗ), произведен расчет, выбор и проверка элементов системы электроснабжения.

Выполнена оценка соответствия показателей качества электрической энергии по несинусоидальности кривой напряжения требованиям ГОСТ 32144-2013 в точке присоединения дуговой сталеплавильной печи к системе электроснабжения предприятия.

Выпускная квалификационная работа бакалавра включает в себя 60 страниц текста, 14 таблиц и 7 рисунков.

Содержание

	Стр
Введение	5
1. Характеристика объекта проектирования	7
2. Выбор номинального напряжения системы внутреннего и внешнего электроснабжения	8
3. Расчет электрических нагрузок от силовых электроприемников	10
4. Расчет нагрузок от внутреннего освещения	13
5. Выбор трансформаторов КТП	14
6. Выбор силовых трансформаторов главной понизительной подстанции	21
7. Выбор схемы внутреннего и внешнего электроснабжения корпуса	29
8. Предварительный выбор элементов системы электроснабжения	31
9. Расчёт токов КЗ	33
10. Выбор и проверка элементов системы электроснабжения	44
11. Оценка влияния печи 6ДСП-40 на несинусоидальность напряжения	46
Заключение	58
Список использованных источников	59
Приложение А	61

Введение

Совокупность электроустановок для производства и передачи электрической энергии в системе электроснабжения предприятия может быть собственностью предприятия, принадлежать другому предприятию или объединению [1-4].

Собственная электростанция обеспечивает электрической энергией все технологические процессы предприятия, передает электрическую энергию по электрическим сетям, принадлежащим предприятию. Предприятия также могут получать электрическую энергию от электростанций и подстанций, принадлежащих энергетической системе или промышленному предприятию, расположенному по соседству.

Наибольшее распространение получила схема, по которой предприятия получают электрическую энергию от электрических сетей региональной энергосистемы, входящей в единую энергосистему. Электроэнергия производится на электростанциях энергосистемы и передается к месту потребления по ее сетям на высоком напряжении (110-220 кВ). Предприятие имеет понижающую трансформаторную подстанцию, на которой происходит ее преобразование до напряжения распределительных сетей предприятия (6-20 кВ), где электроэнергия распределяется по потребительским подстанциям, а от них - к низковольтным распределительным пунктам и электроприемникам.

Большинство электроприемников технологических установок, предприятия, населенного пункта предназначены для эксплуатации при напряжении до 1 кВ. Понижение напряжения происходит на подстанциях потребителей, а распределение электроэнергии выполняется по внутрицеховым электрическим сетям при напряжении 0,4-1 кВ. Наиболее распространенной является схема электроснабжения предприятий от энергосистемы, представленной ТЭЦ или ГЭС.

Систему электроснабжения (СЭС) можно разделить на три системы: систему внешнего электроснабжения предприятия; систему внутреннего электроснабжения; систему внутрицехового электроснабжения и электропотребления.

Вместе с тем, СЭС предприятия является подсистемой общей энергосистемы и подсистемой технологической системы производства самого промышленного предприятия. Электроэнергию, которая передается по электрическим сетям в систему электроснабжения предприятия, можно рассматривать как составляющую производственного процесса предприятия наравне с сырьем, используемыми материалами и затраченными трудозатратами.

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра является разработка надежной системы электроснабжения корпуса №20 автомобильного завода, обеспечивающей качество электроэнергии для электроприемников.

Основными задачами работы являются:

- выбор номинального напряжения системы внутреннего и внешнего электроснабжения;
- расчет электрических нагрузок от силовых электроприемников;
- расчет нагрузок от внутреннего освещения;
- выбор трансформаторов КТП;
- выбор силовых трансформаторов главной понизительной подстанции;
- выбор схемы внутреннего и внешнего электроснабжения корпуса;
- предварительный выбор элементов системы электроснабжения;
- расчёт токов КЗ;
- выбор и проверка элементов системы электроснабжения.

1 Характеристика объекта проектирования

Корпус №20 ОАО «АВТОВАЗ» является чугунно-литейным и входит в металлургическое производство.

В корпусе отливаются заготовки для производства блока цилиндров, коленчатого и распределительного вала, из чугунов различных марок.

Ежедневный объем переработки металла в металлургическом производстве достигает 900 тонн.

В корпусе № 20 установлено три дуговых сталеплавильных печи (ДСП) емкостью по 40 тонн. Их обслуживают шесть индукционных печей емкостью по 20 тонн. Питание ДСП осуществляется от шин 10 кВ главной понизительной подстанции (ГПП). Для обеспечения электромагнитной совместимости дуговых печей с электрической сетью каждая из них подключается к отдельной обмотке силового трансформатора ГПП с расщепленными обмотками низкого напряжения. Всего на главной понизительной подстанции установлено 3 силовых трансформатора. Кроме того, технологический режим построен таким образом, чтобы режимы расплава шихты у отдельных дуговых печей не совпадали по времени. Этот комплекс мероприятий позволяет снизить негативное влияние дуговых сталеплавильных печей на качество электрической энергии в системе электроснабжения предприятия.

2 Выбор номинального напряжения системы внутреннего и внешнего электроснабжения

Увеличение напряжения уменьшает протекающие нагрузочные токи, следовательно, и потери мощности и энергии, и сечения токоведущих частей [6, 21]. Однако выбор напряжения ограничен номинальным напряжением электроприемников, которые выбираются технологами, и параметрами электрической системы, питающей предприятие. Распространенным ранее было напряжение распределительной сети 6 кВ, затем 10 кВ, перспективным считается 20 кВ. Если на предприятии нет высоковольтных ЭП на 6 кВ, то обязательно используют напряжение 10 кВ; применение ЭД 6 кВ требует напряжения сети 6 кВ (номенклатура выпускаемых ЭД на 6 кВ значительно шире, чем ЭД на 10 кВ).

В ряде случаев применяют 6 кВ для питания ЭД, а 10 кВ - для питания цеховых ТП. Если мощность ЭП 6 кВ составляет менее 10 - 15 % суммарной расчетной мощности предприятия, то используется напряжение 10 кВ, а ЭП 6 кВ запитывают от дополнительных понижающих трансформаторов напряжением 10/6 кВ. При единичном числе ЭП напряжением 6 кВ (менее четырех - шести) применяют блочные схемы: понижающий трансформатор 10/6 кВ - ЭП. Если число ЭП более шести, то, как правило, сооружают РУ 6 кВ, которое запитывают от трансформаторов 10/6 кВ соответствующей мощности. Если высоковольтные двигатели составляют около 50 % расчетной мощности предприятия и возможна установка трансформаторов ГПП с расщепленной обмоткой (мощностью от 25 МВА), то возможен выбор трансформаторов с низшим напряжением расщепленных обмоток 10 и 6 кВ.

Таким образом, для распределения электроэнергии по территории предприятия оставляем существующий уровень напряжения 10 кВ.

Выбор напряжения внешнего электроснабжения предприятия определяется обычно техническими ограничениями (предельной передаваемой мощностью, наличием стандартных трансформаторов нужной мощности с конкретным высшим напряжением), возможностью применения нескольких уровней

напряжения. Но главным фактором, определяющим экономичность варианта, является наличие желаемого уровня напряжения в энергосистеме (районная подстанция, электростанция и т.д.). В настоящее время имеется две системы напряжений высоковольтных сетей: 110-220-500 кВ и 150-330-750 кВ.

Для питания главной понизительной подстанции используем кабельные линии напряжением 110 кВ от тепловой электростанции, которые обеспечивают минимум потерь и не занимают полезную площадь предприятия.

Выбор напряжения внешнего электроснабжения предприятия выполняется на основе технико-экономического сравнения двух ближайших вариантов.

Для питания электроприемников наиболее распространено напряжение 380/220 В т.к. оно позволяет питать от одних трансформаторов силовую и осветительную нагрузку. Таким образом, выбираем для внутреннего электроснабжения уровень напряжения 380/220 В.

3 Расчёт электрических нагрузок от силовых электроприемников

При расчете электрических нагрузок в системе электроснабжения предприятия можно выделить шесть уровней [4].

I. Отдельные электроприемники (станки, сварочные установки, выпрямительные установки и т. п.), агрегаты с многодвигательным приводом при напряжении до 1 кВ. Расчетная нагрузка отдельного электроприемника используется для выбора сечения жилы провода или кабеля от распределительного пункта или шинпровода к электроприемнику, и выбора коммутационного аппарата для присоединения электроприемника к ПР или ШР.

II. Щиты и пункты распределительные, распределительные шинпровода напряжением до 1 кВ. По расчетной нагрузке обусловленной группой электроприемников выбирают сечение провода или кабеля при использовании радиальной линии или распределительного шинпровода от которого запитана данная группа электроприемников, и коммутационного аппарата через который присоединяется группа приемников электрической энергии к распределительному щиту или устройству низкого напряжения трансформаторной подстанции или питающей магистрали в схеме «блок трансформатор-магистраль» (БТМ).

III. Щит низкого напряжения цеховой трансформаторной подстанции, питающая магистраль в системе БТМ. Расчетная нагрузка используется для выбора числа и мощности цеховых трансформаторов, сечения шин для цеховой ТП, питающей магистрали в схеме БТМ и коммутационных аппаратов на стороне низкого напряжения силового трансформатора.

IV. Шины распределительного пункта внутреннего электроснабжения предприятия. Расчетная нагрузка, создаваемая отдельными приемниками и трансформаторами с учетом потерь в них, используется для выбора сечения проводов и кабелей отходящих от РП линий, к отдельным приемникам и цеховым ТП, и отключающих аппаратов на этих линиях. Расчетная нагрузка на шинах каждой секции РП определяется для выбора сечения и материала шин, а

также линий, питающих секцию РП и отключающих аппаратов, устанавливаемых на этих линиях.

V. Шины распределительного устройства главной понизительной подстанции. Определение расчетной нагрузки выполняется для выбора числа, мощности и типа силовых трансформаторов, сечения шин распределительного устройства ГПП, отключающих аппаратов на стороне низкого напряжения трансформатора.

VI. Граница раздела предприятия и энергосистемы. Расчетную нагрузку на стороне ВН находят с учетом потерь в силовом трансформаторе, с учетом расчетной нагрузки на обмотке среднего напряжения или расщепленной обмотке, если трансформатор двухобмоточный. Эта нагрузка используется для выбора сечения питающих линий и коммутационных аппаратов для присоединения трансформатора ГПП к энергосистеме.

При проектировании системы электроснабжения используют различные методы определения расчетных нагрузок, которые с достаточной долей достоверности позволяют выбрать мощность источников питания, сечения линий сетей и коммутационную аппаратуру. Методы расчета электрических нагрузок подразделяют на две группы: основные и вспомогательные.

Для расчёта электрических нагрузок воспользуемся методом упорядоченных диаграмм, который относится к основным методам.

Расчётная нагрузка силовых электроприёмников определяется:

$$P_P = K_M \cdot K_{II} \cdot P_H = K_M \cdot P_C,$$

где K_M – коэффициент максимума активной нагрузки;

K_{II} – групповой коэффициент использования;

P_C – средняя активная нагрузка группы ЭП, кВт;

P_H – суммарная номинальная активная мощность этой группы, кВт.

Средняя активная и реактивная нагрузка в целом по узлу питания находятся:

$$P_C = \sum_{i=1}^n P_{H_i} \cdot n_i \cdot K_{H_i}, \text{ кВт};$$

$$Q_C = \sum_{i=1}^n P_{H_i} \cdot n_i \cdot K_{H_i} \cdot \text{tg} \varphi_i, \text{ квар.}$$

Паспортную мощность ЭП, работающих в режиме ПКР приводят к ПВ=100%:

$$P_H = S_{\text{насн}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}_{\text{насн}}}, \text{ кВт.}$$

Коэффициент максимума в целом по узлу питания находим как функцию от группового коэффициента использования и эффективного числа ЭП:

$$K_M = f(n_{\text{Э}}, K_H),$$

где $n_{\text{Э}}$ – эффективного числа ЭП.

$$n_{\text{Э}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^m n_{\text{Э}_i} \cdot P_{H.\text{Э}_i} \right)^2}{\sum n_{\text{Э}_i} \cdot P_{H.\text{Э}_i}^2}$$

при $m > 3$ и $K_H \geq 0,2$ $n_{\text{Э}}$ можно определить:

$$n_{\text{Э}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{H_i}}{P_{H.\text{МАКС}}}$$

Расчётная реактивная нагрузка определяется по выражениям:

$$Q_P = Q_{\text{см}}, \text{ при } n_{\text{Э}} > 10, \text{ квар};$$

$$Q_P = 1,1 Q_{\text{см}}, \text{ при } n_{\text{Э}} < 10, \text{ квар.}$$

Полная расчётная нагрузка определяется:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}, \text{ кВА.}$$

Расчетный ток определяем:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ А.}$$

Расчёт электрических нагрузок сведем в таблицу А.1 приложения А.

4 Расчет нагрузок от внутреннего освещения

Расчет выполним по методу коэффициента использования светового потока:

$$\Phi = \frac{E \cdot \kappa \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta},$$

где $E = 150$ лк - минимальная освещенность;

$\kappa = 1.5$ – коэффициент запаса;

$$S = 176.5 \cdot 192 = 33888 \text{ м}^2;$$

$$z = 1.15.$$

Определим индекс помещения:

$$I = A \cdot B / (h \cdot (A + B));$$

$$I = 176.5 \cdot 192 / (16 \cdot (176.5 + 192)) = 5.75,$$

где $h = 16$ м – высота корпуса.

По каталогу производителя «Световые технологии» выбираем светодиодные светильники HB LED. Для коэффициентов отражения $\rho_{\text{п}}=50\%$, $\rho_{\text{с}}=30\%$, $\rho_{\text{р}}=10\%$, по справочным таблицам находим коэффициент использования:

$$\eta = 0.63\%.$$

Необходимая мощность светового потока одного светильника составит:

$$\Phi = 150 \cdot 1.5 \cdot 33888 \cdot 1.15 / 500 \cdot 0.63 = 27836 \text{ Лм}.$$

По каталогу производителя «Световые технологии» выбираем светильник с подходящим световым потоком $\Phi = 21000$ Лм HB 228 LED D64 5000K мощностью $P = 225$ Вт. Общее количество светильников:

$$N = 150 \cdot 1.5 \cdot 33888 \cdot 1.15 / 21000 \cdot 0.63 = 662 \text{ шт}.$$

Тогда расчетная мощность системы освещения:

$$P_{\text{осв}} = N \cdot P;$$

$$P_{\text{осв}} = 662 \cdot 225 = 148,95 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \cdot \text{tg} \varphi = 148,95 \cdot 0,29 = 43,2 \text{ квар},$$

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = 155,1 \text{ кВА}.$$

5 Выбор трансформаторов КТП

Так как в корпусе располагаются потребители I, II категории, то необходимо два независимых источника питания.

5.1 Компенсация реактивной мощности

$$\begin{aligned} \text{Исходные данные:} \quad P_p &= 19840,68 \text{ кВт}; & P_{p_\varepsilon} &= 20045,88 \text{ кВт}; \\ Q_p &= 13642,74 \text{ квар}; & Q_{p_\varepsilon} &= 13765,94 \text{ квар}; \\ S_p &= 24077,5 \text{ кВА}; & S_{p_\varepsilon} &= 24317,45 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Реактивная мощность нагрузки в часы максимума нагрузки электроэнергосистемы $Q_{min} = 7622,5$ кВар.

1. Найдем входные реактивные мощности Q_{ε_1}' и Q_{ε_2}' . Q_{ε_1}' определяется как наименьшее из значений:

$$Q_{\varepsilon_1}' = Q_{p_\varepsilon} - 0,7Q_{\text{сд}};$$

$$Q_{\varepsilon_1}' = 13765,94 - 0,7 \cdot 3500 = 11315,9 \text{ квар};$$

$$Q_{\varepsilon_2}'' = \alpha \cdot P_{p_\varepsilon}.$$

$\alpha = 0,28$ - коэффициент для предприятия на Средней Волге.

$$Q_{\varepsilon_2}'' = 0,28 \cdot 20045,88 = 5612,85 \text{ квар};$$

Принимаем $Q_{\varepsilon_2}'' = Q_{\varepsilon_1}' = 5612,85$ квар;

Q_{ε_2} может находиться в диапазоне с границами:

$$Q_{\varepsilon_{2\text{в}}} = Q_{min} + Q_{\text{к}};$$

$$Q_{\varepsilon_{2\text{н}}} = Q_{min} - Q_{\text{кд}} = Q_{min} - (Q_p - Q_{\varepsilon_1}').$$

Q_{min} - реактивная нагрузка предприятия в часы min нагрузки ЭЭС.

$Q_{\text{к}}$ - мощность, выдаваемая конденсаторными установками в часы min нагрузки ЭЭС $Q_{\text{к}} = 0$.

$$Q_{\varepsilon_{2\text{в}}} = 7622,5 + 0 = 7622,5 \text{ квар};$$

$$Q_{\varepsilon_{2\text{н}}} = 7622,5 - 13765,94 - 5612,85 = -530,59 \text{ квар}.$$

При повышении U в часы min нагрузок:

$$Q_{ку_{max}} = 1,1Q_p - Q_{э1};$$

$$Q_{ку_{max}} = 1,1 \cdot 13765,94 - 5612,85 = 9529,684 \text{ квар.}$$

Мощность нерегулируемых конденсаторных установок:

$$Q_{ку_{min}} = Q_{min} - Q_{э2} = 7622,5 - 7622,5 = 0.$$

5.2 Выбор числа и мощности трансформаторов

Найдем необходимое число трансформаторов КТП.

$$\sigma = \frac{S_p}{S} = \frac{24317,45}{81432} = 0,3 \text{ кВА}$$

$S_{H_m} = 1600$ кВА, коэффициент загрузки трансформатора $\kappa_3 = 0,7$.

Так как имеются потребители I категории надежности электроснабжения, то выбираем 2х трансформаторные подстанции.

Рассмотрим 2 варианта:

Вариант №1: трансформатор ТСЗЛ – 1600/10 кВ.

$$N_T = \frac{20045,88}{0,7 \cdot 1600} = 17,9;$$

Принимаем $N_T = 18$ шт.

Найдем реактивную мощность, которая может быть передана из сети 10 кВ в сеть до 1000 В и не нуждается в компенсации.

$$Q_{э_n} = Q_{э1} - (Q_{p_\varepsilon} - Q_p);$$

$$Q_{э_n} = 5612,85 - 13765,94 - 12642,74 = 44489,65 \text{ квар.}$$

Определим реактивную мощность, которая может быть передана из сети напряжением 1 кВ.

$$Q_1 = \sqrt{(N_T \cdot \kappa_3 \cdot S_H)^2 - P_{p_\varepsilon}^2};$$

$$Q_1 = \sqrt{18 \cdot 0,7 \cdot 1600^2 - 20045,88^2} = 2142 \text{ квар.}$$

Найдем мощность конденсаторных установок на стороне до 1 кВ:

$$Q_{ку_n} = Q_{p_\varepsilon} - Q_1;$$

$$Q_{ку_n} = 13765,94 - 2142 = 11623,94 \text{ квар.}$$

Найдем мощность конденсаторных установок на стороне 10 кВ:

$$Q_{ку\epsilon} = Q_{ку_{max}} - Q_{ку_n};$$

$$Q_{ку\epsilon} = 9526,684 - 11623,94 = -2094,26 \text{ квар},$$

Т.к. $Q_{ку\epsilon} < 800$ квар, то все КУ устанавливаются на стороне 0,4 кВ.

Результаты выбора батарей конденсаторов сведем в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 - Результаты выбора батарей конденсаторов

№ тр-ра	$Q_{p\epsilon}$, квар	$Q_{ку}$, квар	$Q_{ку_{\delta k}}$, квар	Тип БК
1	719,24	661,28	600	УК – 0,38 – 600 Н
2	719,24	661,28	600	УК – 0,38 – 600 Н
3	807,235	742,2	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
4	807,235	742,2	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
5	515,5	473,96	430	УК – 0,38 – 430 Н
6	515,5	473,96	430	УК – 0,38 – 430 Н
7	820,975	754,8	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
8	820,975	754,8	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
9	812,315	746,84	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
10	812,315	746,84	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
11	586,75	539,5	540	УК – 0,38 – 540 Н
12	586,75	539,5	540	УК – 0,38 – 540 Н
13	672,69	618,47	600	УК – 0,38 – 600 Н
14	672,69	618,47	600	УК – 0,38 – 600 Н
15	820,49	754,36	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
16	820,49	754,36	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
17	572,18	526	540	УК – 0,38 – 540 Н
18	572,18	526	540	УК – 0,38 – 540 Н
Всего	$Q_{p\epsilon} =$ 12642,72 квар	$Q_{ку} =$ 11623,94 квар	$Q_{ку_{\delta k}} =$ 11460 квар.	

Приведённые затраты на батареи конденсаторов:

$$\kappa_y = 279 \text{ тыс.руб/Мвар};$$

$$P_{бк} = 4,5 \text{ кВт/Мвар};$$

$$U_{бк} = 1;$$

$$E = 0,223;$$

$$\alpha = 2455 \text{ руб/кВт};$$

$$\beta = 0,69 \text{ руб/кВт.}$$

$$\tau = (0,124 + \frac{T_m}{10^4})^2 \cdot 8760 = 2402,5 \text{ ч};$$

$$C = (\frac{\alpha}{T_m} + \beta) \cdot \tau ;$$

$$C = (\frac{2455}{3997} + 0,69) \cdot 2402,5 = 3133,3 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$C_0 = (\frac{\alpha}{T_m} + \beta) \cdot 8760 ;$$

$$C_0 = (\frac{2455}{3997} + 0,69) \cdot 8760 = 11424,9 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$З_{ку} = E \cdot \kappa_y \cdot \left(\frac{|U_{бк}|}{U} \right)^2 \cdot Q_{бк} + C_0 \cdot P_{бк} \cdot Q_{бк} =$$

$$= 0,223 \cdot 279 \cdot 1/1^2 \cdot 11,46 + 11,425 \cdot 4,5 \cdot 11,46 = 1102,19 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные затраты на установку 9 2х трансформаторных КТП:

Для трансформаторов ТСЗЛ-1600/10 кВ $\Delta P_{xx} = 2,8 \text{ кВт};$

$$\Delta P_{кз} = 15 \text{ кВт};$$

$$\kappa_{mn} = 1218,76 \text{ тыс.руб.}$$

$$C \cdot P_m = C_0 \cdot \Delta P_x + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_k ;$$

$$C \cdot P_m = 11424,9 \cdot 2,8 + 3133,3 \cdot 0,7^2 \cdot 15 = 55019,47 \text{ руб.}$$

$$З_{КТП} = E \cdot N_m \cdot \kappa_m + C \cdot P_m \cdot N_m$$

$$З_{КТП} = 0,223 \cdot 18 \cdot 1218760 + 18 \cdot 55019,47 = 5182,45 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

Приведённые затраты на КТП и КУ по варианту №1:

$$Z_n = Z_{ку} + Z_{кмп};$$

$$Z_n = 1102,19 + 5182,45 = 6284,6 \text{ тыс.руб.}$$

Вариант №2:

Вместо трансформаторов 1600 кВА принимаем трансформаторы следующие по шкале мощностей, т.е. 2500 кВА. Тогда число трансформаторов:

$$N'_T = \frac{20045,88}{0,7 \cdot 2500} = 11,5$$

для дальнейших расчетов принимаем $N'_T = 12$ шт.

Реактивная мощность, передаваемая из сети 10 кВ в сеть до 1 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(N_T \cdot \kappa_3 \cdot S_H)^2 - Pp_\varepsilon^2};$$

$$Q_1 = \sqrt{12 \cdot 0,7 \cdot 2500^2 - 20045,88^2} = 6258 \text{ квар.}$$

Найдем мощность конденсаторных установок на стороне до 1 кВ:

$$Q_{ку_n} = 13765,94 - 6258 = 7507,94 \text{ квар.}$$

Найдем мощность конденсаторных установок на стороне 10 кВ:

$$Q_{ку_\varepsilon} = 9529,684 - 7507,94 = 2021,7 \text{ квар.}$$

Т.к. $Q_{ку_\varepsilon} > 800$ квар, то КУ будут устанавливаться на сторонах 0,4 и 10 кВ.

На стороне 10 кВ принимаем к установке четыре УК-6/10-450 ЛУЗ, ПУЗ, общей мощностью $Q = 1800$ квар.

Тогда:

$$Q_{ку_n} = 9529,684 - 1800 = 7729,68 \text{ квар.}$$

Результаты выбора батарей конденсаторов на стороне до 1 кВ сведем в таблицу 5.2.

Приведённые затраты на батареи конденсаторов на стороне 10 кВ:

$$З_{бк_\varepsilon} = 0,223 \cdot 138 \cdot \left(\frac{1,05}{0,95}\right)^2 \cdot 1,8 + 11,425 \cdot 2,5 \cdot 1,8 = 159,08 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 5.2 - Результаты выбора батарей конденсаторов на стороне до 1 кВ

№ тр-ра	$Q_{p\varepsilon}$, квар	$Q_{ку}$, квар	$Q_{ку_{\text{бк}}}$, квар	Тип БК
1	1063,5	650,21	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
2	1063,5	650,21	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
3	1151,5	704,76	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
4	1151,5	704,76	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
5	839,7	525,2	540	УК – 0,38 – 540 Н
6	839,7	525,2	540	УК – 0,38 – 540 Н
7	1165,2	712,4	900	УК – 0,38 – 900 Н
8	1165,2	712,4	900	УК – 0,38 – 900 Н
9	1156,54	707,75	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
10	1156,54	707,75	2×320	УК – 0,38 – 320 Н
11	930,97	569,2	540	УК – 0,38 – 540 Н
12	930,97	569,2	540	УК – 0,38 – 540 Н
Всего	$Q_{p\varepsilon} =$ 12642,77 квар	$Q_{ку} =$ 7729,68 квар	$Q_{ку_{\text{бк}}} =$ 7800 квар.	

Приведённые затраты на батареи конденсаторов на стороне 0,4 кВ:

$$З_{бк_n} = 0,223 \cdot 279 \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^2 \cdot 7,8 + 11,425 \cdot 4,5 \cdot 7,8 = 986,31 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные приведённые затраты на батареи конденсаторов:

$$З_{бк_\varepsilon} + З_{бк_n} = 19,08 + 986,31 = 1145,39 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные затраты на установку би 2х трансформаторных КТП с силовыми трансформаторами $S = 2500$ кВА:

$$\Delta P_{xx} = 4,6 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{кзм} = 20,5 \text{ кВт}$$

$$K_{mn} = 1606 \text{ тыс.руб.}$$

$$C \cdot P_m = C_0 \cdot \Delta P_x + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_k ;$$

$$C \cdot P_m = 11424.9 \cdot 4.6 + 3133.3 \cdot 0.7^2 \cdot 20.5 = 84028.54 \text{ руб.}$$

$$Z_{КТП} = E \cdot N_m \cdot K_m + C \cdot P_m \cdot N_m$$

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot 12 \cdot 1606 + 12 \cdot 84.029 = 5306 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

Приведённые затраты на КТП и КУ по варианту №2:

$$Z_n = Z_{ку} + Z_{ктп} ;$$

$$Z_n = 1145,39 + 5306 = 6451,39 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные приведённые затраты для варианта с 2х трансформаторными КТП с мощностью силовых трансформаторов 1600 кВА получились меньше, чем для силовых трансформаторов 2500 кВА. Таким образом к установке внутри корпуса принимаем 9 2х трансформаторных КТП с сухими по условиям пожаробезопасности силовыми трансформаторами ТСЗЛ-1600/10. Батареи конденсаторов устанавливаются на стороне до 1 кВ. К установке принимаем 26 КУ: УК-0,38-320 - 16 шт, УК-0,38-430 - 2 шт, УК-0,38-540 - 4 шт, УК-0,38-600 - 4 шт.

6 Выбор силовых трансформаторов главной понизительной подстанции

Силовые трансформаторы ГПП могут без ущерба для нормального срока службы работать в течение части суток с нагрузкой, превышающей номинальную, если в другую часть рассматриваемого периода их нагрузка меньше номинальной [3]. Критерием допустимости того или иного режима в течение суток является не номинальная мощность, а износ изоляции за рассматриваемый период. Если при выборе мощности трансформаторов и их эксплуатации руководствоваться только номинальной мощностью, они будут недоиспользованы.

Рассмотрим два варианта:

Вариант №1: 3 силовых трансформатора с $S_{ном} = 63000$ кВА;

Вариант №2: 2 силовых трансформатора с $S_{ном} = 80000$ кВА.

Максимальная мощность главной понизительной подстанции 110932 кВА.

Номинальный коэффициент загрузки будет:

$$\text{Вариант №1: } \kappa_{31} = \frac{110932}{3 \cdot 63000} = 0,59;$$

$$\text{Вариант №2: } \kappa_{32} = \frac{110932}{2 \cdot 80000} = 0,69.$$

Что не превышает коэффициента загрузки 0,7, а значит согласно ПУЭ в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов коэффициент загрузки не превысит 1,4.

Паспортные характеристики трансформаторов приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Паспортные характеристики трансформаторов

Тип тр-ра	$S_{нт}$, кВА	$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$I_{хх}$, %	$U_{к}$, %	Цена, руб
ТРДЦНК	63000	50	245	0,5	10,5	11 166 350
ТРДЦНК	80000	58	310	0,45	10,5	16 395 000

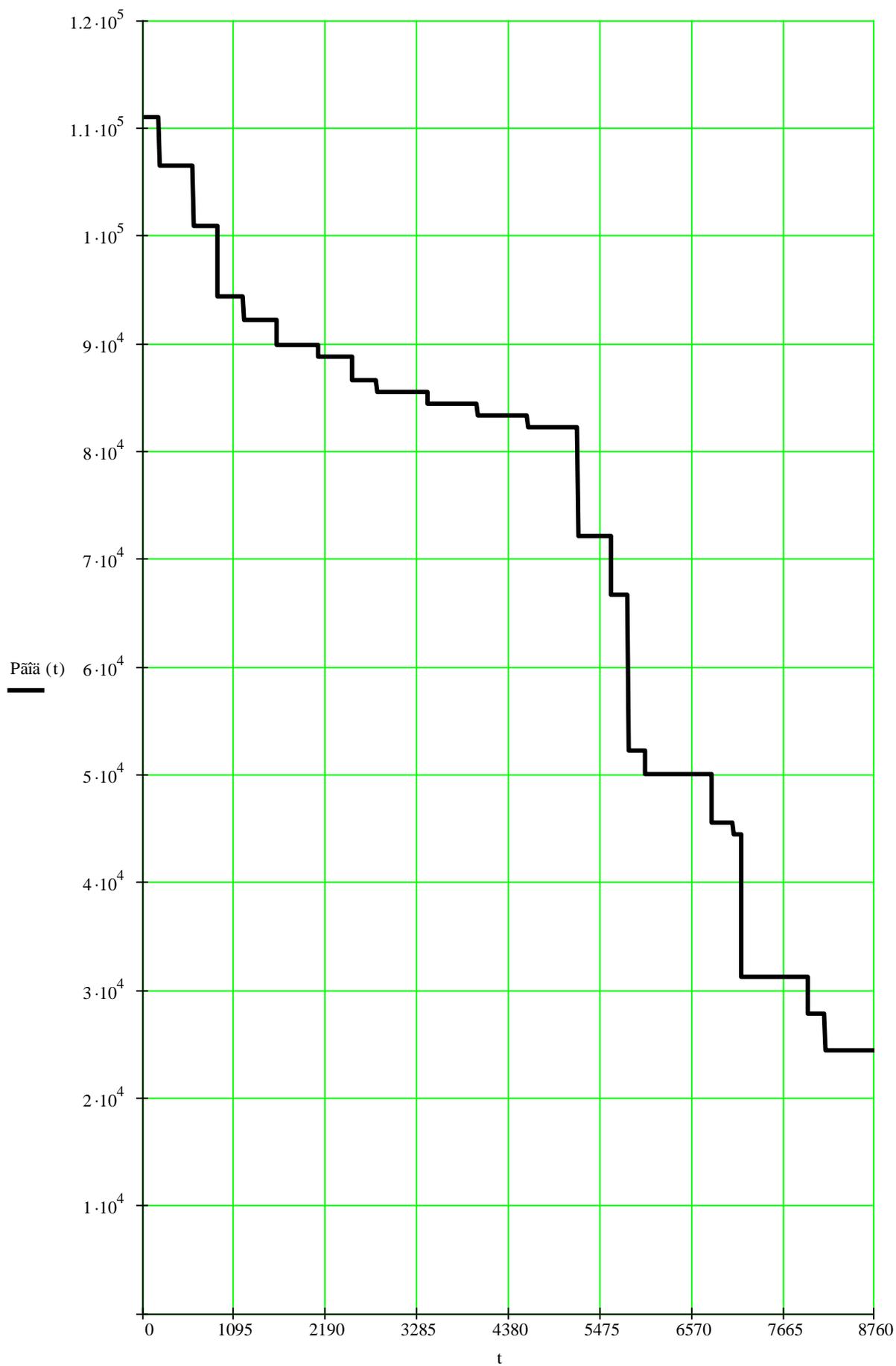


Рисунок 6.1 – Упорядоченный годовой график нагрузки ГПШ

Найдем годовые потери мощности и энергии в силовых трансформаторах ГПП.

Приведённые потери активной мощности:

$$Pm' = P_{x'} + \kappa_{3в}^2 \cdot P_{\kappa_в'} + 2\kappa_{3н}^2 \cdot P_{\kappa_н'}$$

где $\kappa_{3в} = \frac{S_{нагр}}{3 \cdot S_{номт}}$; $\kappa_{3н1} = \kappa_{3н2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{нагр}}{3 \cdot S_{номт}}$ - коэффициенты загрузки обмоток ВН

и НН трансформатора;

$P_{x'} = P_{xx} + \kappa_{un} \cdot Q_x$ - приведённые потери активной мощности силового трансформатора ГПП в режиме холостого хода (ХХ);

P_{xx} - потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода, кВт;

κ_{un} - коэффициент изменения потерь, в расчётах принимается $\kappa_{un} = 0,05$ кВт/кВар;

$$Q_x = \frac{I_{xx} (\%)}{100} \cdot S_{НОМТ}$$

- потери реактивной мощности в силовом трансформаторе в режиме ХХ, квар;

$I_{xx} \%$ - ток ХХ силового трансформатора, %;

$S_{нагр}$ - расчётная нагрузка силового трансформатора, МВА;

$S_{номт}$ - номинальная мощность силового трансформатора (МВА);

$P_{\kappa'} = P_{\kappa} + \kappa_{un} \cdot Q_{\kappa}$ - приведённые потери активной мощности силового трансформатора в режиме короткого замыкания (КЗ);

P_{κ} - приведённые потери активной мощности силового трансформатора в режиме КЗ, кВт;

$$Q_{\kappa} = \frac{U_{\kappa} (\%)}{100} \cdot S_{НОМТ}$$

- потери реактивной мощности силового трансформатора в режиме КЗ, квар;

$U_{\kappa} \%$ - напряжение короткого замыкания силового трансформатора, %.

Произведем расчеты для варианта №1:

$$Q_x = 63000 \cdot \frac{0.5}{100} = 3150 \text{ кВар};$$

$$P_x' = 50 + 0,05 \cdot 315 = 65,75 \text{ кВт};$$

$$\kappa_{3\phi} = \frac{110,932}{3 \cdot 63} = 0,59; \quad \kappa_{3H1} = \kappa_{3H2} = \frac{1}{2} \cdot 0,59 = 0,295;$$

$$P_{K_g}' = P_{K_g} + \kappa_{un} \cdot Q_{K_g},$$

$$P_{K_H}' = P_{K_H} + \kappa_{un} \cdot Q_{K_H}.$$

Для трансформатора с расщеплённой обмоткой НН:

$$P_{K_g} = 0;$$

$$P_{K_{H1}} = P_{K_{H2}} = P_{K_H} = P_{K_{BH-HH}} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ кВт};$$

$$Q_{K_{H1}} = Q_{K_{H2}} = Q_{K_H} = U_K \% / 100 \cdot S_{ном.т.}$$

Напряжения КЗ отдельных обмоток определяются по $U_{K_{BH-HH}}$:

$$U_{K_g} = 0,125 \cdot U_{K_{BH-HH}} = 0,125 \cdot 10,5 = 0,3125 \%;$$

$$U_{K_{H1}} = U_{K_{H2}} = 1,75 \cdot U_{K_{BH-HH}} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%;$$

$$Q_{K_g} = \frac{1.3125}{100} \cdot 63000 = 826,875 \text{ квар};$$

$$Q_{K_H} = \frac{18.375}{100} \cdot 63000 = 11576,25 \text{ квар};$$

$$P_{K_g}' = 0 + 0,05 \cdot 826,875 = 41,34 \text{ кВт};$$

$$P_{K_H}' = 490 + 0,05 \cdot 11576,25 = 1068,81 \text{ кВт};$$

$$P_m' = 65,75 + 0,59^2 \cdot 41,34 + 2 \cdot 0,295^2 \cdot 1068,81 = 226,2 \text{ кВт}.$$

Экономическая нагрузка силовых трансформаторов:

$$S_{э.нс} = S_{ном.т.} \cdot \sqrt{\frac{n(n-1)P_x'}{P_k}}, \text{ МВА};$$

$$S_{э.нс} = 63 \cdot \sqrt{\frac{3(3-1) \cdot 65.75}{245}} = 79,9 \text{ МВА}.$$

Вариант №2:

$$Q_x = 80000 \cdot \frac{0.45}{100} = 360 \text{ квар};$$

$$P_x' = 58 + 0,05 \cdot 360 = 76 \text{ кВт};$$

$$\kappa_{3\epsilon} = \frac{110,932}{2 \cdot 80} = 0,69; \quad \kappa_{3н1} = \kappa_{3н2} = \frac{1}{2} \cdot 0,69 = 0,345;$$

$$P_{K_{\epsilon}}' = P_{K_{\epsilon}} + \kappa_{un} \cdot Q_{K_{\epsilon}};$$

$$P_{K_{н}}' = P_{K_{н}} + \kappa_{un} \cdot Q_{K_{н}}.$$

Для трансформатора с расщеплённой обмоткой:

$$P_{K_{\epsilon}} = 0;$$

$$P_{K_{н}} = 2 \cdot 310 = 620 \text{ кВт};$$

$$U_{K_{\epsilon}} = 1,3125 \% ; \quad U_{K_{н}} = 18,375 \% ;$$

$$Q_{K_{\epsilon}} = \frac{1,3125}{100} \cdot 80000 = 1050 \text{ квар};$$

$$Q_{K_{н}} = \frac{18,375}{100} \cdot 80000 = 14700 \text{ квар};$$

$$P_{K_{\epsilon}}' = 0 + 0,05 \cdot 1050 = 52,5 \text{ кВт};$$

$$P_{K_{н}}' = 620 + 0,05 \cdot 14700 = 1355 \text{ кВт};$$

$$P_{m}' = 76 + 0,69^2 \cdot 52,5 + 2 \cdot 0,345^2 \cdot 1355 = 423,6 \text{ кВт}.$$

Экономическая нагрузка трансформаторов:

$$S_{\text{э.н.с}} = 80 \cdot \sqrt{\frac{2(2-1) \cdot 76}{310}} = 56 \text{ МВА}.$$

Найдем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{kvi} + \sum \Delta W_{K_{нн1i}} + \sum \Delta W_{K_{нн2i}},$$

где $\Delta W_{xi} = n_i \cdot T_i \cdot P_{x'}$;

$$\Delta W_{kvi} = \frac{1}{n_i} \cdot P_{K_{\epsilon}}' \cdot \kappa_{3\epsilon}^2 \cdot T_i;$$

$$\Delta W_{K_{нн1i}} = \Delta W_{K_{нн2i}} = \frac{1}{n_i} \cdot P_{K_{н}}' \cdot \kappa_{н\epsilon}^2 \cdot T_i;$$

i – порядковый номер ступени графика нагрузки $i = 1, 2, 3, \dots, n$;

n_i – число трансформаторов ГПП, находящихся в работе на i ступени графика нагрузки;

T_i – продолжительность i ой ступени.

Расчёты по вариантам №1 и №2 приведены в таблицах 6.2 и 6.3 соответственно.

Таблица 6.2 – Результаты расчета потерь в трансформаторах ТРДЦНК–63000/110

i	S , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{x_i} , кВт·ч	$\kappa_{3\beta i}$	$\kappa_{3\eta i}$	$\Delta W_{\kappa_{\beta i}}$, кВт·ч	$\Delta W_{\kappa_{\eta 1 i}}$, кВт·ч	$\Delta W_{\kappa_{\eta 2 i}}$, кВт·ч
1	110,9	3	200	39450	0,59	0,295	1626,04	21019,73	21019,73
2	106,5	3	400	78900	0,56	0,28	3086,72	39901,87	39901,87
3	100,9	3	300	59175	0,53	0,265	2191,02	28323,87	28323,87
4	94,3	3	300	59175	0,5	0,25	2067	26720	26720
5	92,1	3	400	78900	0,49	0,245	2700,88	34914,13	34914,13
6	89,85	3	500	98625	0,48	0,24	3307,2	42752	42752
7	88,75	3	400	78900	0,47	0,235	2590,64	33489,1	33489,1
8	66,5	3	300	59175	0,46	0,23	1901,64	24582,4	24582,4
9	85,42	3	600	118350	0,45	0,225	3720,6	48096	48096
10	84,3	3	600	118350	0,445	0,223	3687,92	47668,5	47668,5
11	83,2	3	600	118350	0,44	0,22	3555,24	47027,2	47027,2
12	82,1	3	600	118350	0,43	0,215	2094,56	45958,4	45958,4
13	72,1	2	400	78900	0,38	0,19	964,6	27076,3	27076,3
14	66,6	2	200	39450	0,35	0,175	771,68	12469,3	12469,3
15	52,1	2	200	39450	0,28	0,14	2866,24	9975,5	9975,5
16	50	2	800	157800	0,26	0,13	859,87	37051,7	37051,7
17	45,5	2	260	51285	0,24	0,12	323,83	11115,52	11115,52
18	44,4	2	100	19725	0,235	0,118	1818,96	8372,3	8372,3
19	31,1	2	800	157800	0,165	0,083	405,13	23656,11	23656,11
20	27,7	2	200	39450	0,147	0,074	1066,57	5272,75	5272,75
21	24,4	2	600	118350	0,129	0,065	3637,92	13894,4	13894,4
				$\Sigma \Delta W_{x_i} =$ 1727910			$\Sigma \Delta W_{\kappa_{\beta i}} =$ 45243	$\Delta W_{\kappa_{\eta 1 i}} =$ 589336	$\Delta W_{\kappa_{\eta 2 i}} =$ 589336
$\Delta W_{nc} = 1727910 + 2 \cdot 589336,41 + 45243,87 = 2951826$									

Таблица 6.3 - Результаты расчета потерь в трансформаторах ТРДЦНК–80000/110

i	S , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{x_i} , кВт·ч	$\kappa_{3\beta i}$	$\kappa_{3\eta i}$	$\Delta W_{\kappa_{\beta i}}$, кВт·ч	$\Delta W_{\kappa_{\eta 1 i}}$, кВт·ч	$\Delta W_{\kappa_{\eta 2 i}}$, кВт·ч
1	110,9	2	200	30400	0,69	0,345	2499,53	16127,9	16127,9
2	106,5	2	400	60800	0,67	0,335	4713,45	30412,97	30412,97
3	100,9	2	300	45600	0,63	0,315	3125,59	20167,48	20167,48
4	94,3	2	300	45600	0,59	0,295	2741,3	17687,83	17687,83
5	92,1	2	400	60800	0,58	0,29	3532,3	22791,1	22791,1
6	89,85	2	500	76000	0,56	0,28	4116	26558	26558
7	88,75	2	400	60800	0,55	0,275	3176,25	20494,4	20494,4
8	66,5	2	300	45600	0,54	0,27	2296,35	14816,93	14816,93
9	85,42	2	600	91200	0,53	0,265	4424,17	28546,5	28546,5
10	84,3	2	600	91200	0,526	0,263	4557,65	28117,2	28117,2
11	83,2	2	600	91200	0,52	0,26	4258,8	27479,4	27479,4
12	82,1	2	600	91200	0,51	0,255	4096,58	26432,66	26432,66
13	72,1	2	400	60800	0,45	0,225	2126,25	13719,4	13719,4
14	66,6	1	200	30400	0,42	0,21	926,1	5975,55	5975,55
15	52,1	1	200	30400	0,33	0,165	571,725	3688,99	3688,99
16	50	1	800	121600	0,31	0,155	2018,1	13021,55	13021,55
17	45,5	1	260	39520	0,28	0,14	535,08	3452,54	3452,54
18	44,4	1	100	15200	0,277	0,138	201,4	1290,23	1290,23
19	31,1	1	800	121600	0,19	0,095	758,1	4891,55	4891,55
20	27,7	1	200	30400	0,17	0,085	151,7	978,99	978,99
21	24,4	1	600	91200	0,15	0,075	354,38	2286,56	2286,56
				$\Sigma \Delta W_{x_i}$ = 1331520			$\Sigma \Delta W_{\kappa_{\beta i}}$ = 50980	$\Delta W_{\kappa_{\eta 1 i}}$ = 328937	$\Delta W_{\kappa_{\eta 2 i}}$ = 328937
				$\Delta W_{nc} = 1331520 + 2 \cdot 328937 + 50980 = 2040376$					

Определяем стоимость потерь в трансформаторах:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{\text{ЭК}} T_x \cdot \Delta W_x + C_{\text{ЭК}}(\tau) \cdot \Delta W_k, \text{ руб.},$$

где $C_{\text{ЭК}} T_x = 0,76$ руб/кВт·ч - стоимость 1 кВт ч потерь электроэнергии на XX за время работы трансформатора в году T_x ;

$C_{\text{ЭК}}(\tau) = 0,35$ руб/кВт·ч - стоимость 1 кВт ч нагрузочных потерь электроэнергии трансформатора.

Стоимость потерь электроэнергии для трансформатора ТРДЦНК–63000/110:

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,76 \cdot 1727910 + 0,35 \cdot 1223916,69 = 1741582 \text{ руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии для трансформатора ТРДЦНК–80000/110:

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,76 \cdot 1331520 + 0,35 \cdot 708856,2 = 1260055 \text{ руб.}$$

Окончательно вариант находим по методу приведённых затрат:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I_{\text{Э}} + I_{\Delta W_{nc}} \text{ руб.},$$

где $I_{\text{Э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot K$;

K – капитальные затраты на оборудование ГПП, руб;

E_n – коэффициент эффективности $E_n = 0,223$.

Приведённые затраты для варианта №1:

$$Z_{np_{63}} = 3 \cdot 0,223 \cdot 11166350 + 0,094 \cdot 11166350 + 1741582 = 12\,360\,780,8 \text{ руб.}$$

Приведённые затраты для варианта №2:

$$Z_{np_{80}} = 2 \cdot 0,223 \cdot 16395000 + 0,094 \cdot 16395000 + 1260055 = 11\,654\,485 \text{ руб.}$$

Не смотря на то, что вариант №2 имеет меньшие приведенные затраты к использованию принимаем вариант №1 как обладающий лучшими техническими характеристиками, в частности удовлетворяющий требованиям электромагнитной совместимости, т.к. в корпусе №20 располагаются 3 печи ДСП-40.

Таким образом, к установке принимаем вариант с 3 трансформаторами мощностью 63 МВА.

7 Выбор схемы внутреннего и внешнего электроснабжения корпуса

Схема внутреннего электроснабжения объекта зависит от расположения источников питания и потребителей, величин их напряжения и мощностей, требуемой надежности, расположения и конструктивного исполнения линий, РУ, КТП [3].

Надежность и экономичность схемы повышается, если соблюдаются следующие условия:

- сокращение числа ступеней трансформации и приближение источника высшего напряжения к потребителям;

- не предусматривать специальные резервные (нормально неработающие) линии и трансформаторы; все элементы схемы в нормальном режиме должны находиться под нагрузкой и работать отдельно; при аварии одного из элементов (линии, трансформатора) оставшийся может работать с допустимой перегрузкой и с отключением неотвечественных потребителей;

- во всех звеньях системы распределения электроэнергии, начиная с шин ГПП и кончая шинами напряжением до 1000 В осуществлять секционирование шин, а при наличии потребителей, относящихся к I категории по надежности электроснабжения, предусматривать АВР на секционных выключателях.

Электроснабжение корпуса №20 выполняется от 3 трансформаторов ТРДЦНК-63000/110, что позволяет подключить к каждому трансформатору по печи 6ДСП-40 и разделить питание общепромышленной и резкопеременной нагрузки.

Питание ГПП осуществляется по кабельным линиям 110 кВ от ТЭЦ ВА-За.

Распределение электроэнергии внутри завода выполнено по радиальной схеме. Радиальные схемы используют при размещении нагрузок в различных направлениях по территории предприятия от источника питания. В таких схемах распределения выделяют две ступени: РУ 6-10 кВ - первая; КТП – вторая [3].

Двухступенчатые схемы с промежуточными РУ целесообразны на больших предприятиях для питания через РУ крупных потребителей электроэнергии. От промежуточных РУ питаются одно- и двухтрансформаторные КТП без шин на высшем напряжении и отдельные электроприемники напряжением 6-10 кВ (электродвигатели, электропечи и др.).

Как правило, к каждой секции РУ подключается четыре-пять КТП и другие нагрузки напряжением 6-10 кВ.

Радиальные схемы распределения электроэнергии позволяют осуществить секционирование всей системы электроснабжения, начиная от высших уровней системы и заканчивая стороной до 1000В цеховых КТП, а иногда и силовых распределительных шкафов в цеховой сети. На секционных коммутационных аппаратах применяются несложные схемы и устройства АВР.

Для повышения надежности электроснабжения радиальное питание двухтрансформаторных КТП выполняется от разных секций РУ 6-10 кВ. Сечение питающих линий (от РУ до КТП) выбирается из условия питания всех нагрузок при нормальном режиме работы и по току в послеаварийном режиме.

От промежуточных РП 10 кВ происходит питание двухтрансформаторных КТП с силовыми трансформаторами ТСЗЛ-1600/10/0,4 кВ, отдельных электропечей и ЭД 10 кВ. Вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП, а на КТП только выключатели нагрузки.

РУ 10 кВ ГПП выполнено закрытым с установленными ячейками КРУ КВ-02-10, выпускаемыми ЗАО «Завод высоковольтного оборудования». Ячейки КРУ укомплектованы вакуумными выключателями с $I_{ном} = 3150$ А. РП 10 кВ укомплектованы ячейками того же типа.

Внутризаводские сети 10 кВ выполнены кабелем ААШв 3х95.

Внутрицеховое питание осуществляется в основном по смешанной схеме: крупные и ответственные ЭП питаются по радиальной схеме, средние и мелкие - по магистральной схеме. Магистральные шинопроводы подключаются к КТП, а от них в свою очередь запитаны РП.

8 Предварительный выбор элементов системы электроснабжения

1. Выбор высоковольтного выключателя 10 кВ:

$$I_p = \frac{1,4 \cdot S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad I_{ном} = 630 \text{ А}$$

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 123 \text{ А} \quad 123 \text{ А} < 630 \text{ А}$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВБЭК-10-630.

2. Выбор кабеля 10 кВ:

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 123 \text{ А} \quad I_p \leq I_{ном} \quad 123 \text{ А} < 155 \text{ А}$$

Выбираем кабель ААШВ 3х95.

3. Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ:

- на вводе КТП 0,4 кВ: $I_p = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 3233 \text{ А}$

Выбираем автоматический выключатель типа ВА 75-47 с $I_{ном} = 4000 \text{ А}$.

- секционный: $I_p = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,4 \text{ А}$

Выбираем автоматический выключатель типа ВА 75-45 с $I_{ном} = 2500 \text{ А}$.

- линейный: $I_p = \frac{972,53}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1404 \text{ А}$

Выбираем автоматический выключатель типа ВА 55-43 с $I_{ном} = 1600 \text{ А}$.

- выключатель от ШМА к РП: $I_p = \frac{312,8}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 451,5 \text{ А}$

Выбираем выключатель типа ВА 52-39 на $I_{ном} = 630 \text{ А}$, $I_{расч} = 630 \text{ А}$.

- выключатель от РП к ЭП: $I_p = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 216,5 \text{ А}$

Выбираем выключатель типа ВА 52-39 на $I_{ном} = 630 \text{ А}$, $I_{расч} = 250 \text{ А}$.

4. Выбор шинпроводов: $I_p = \frac{972,53}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1404 \text{ А}$

Выбираем шинопровод ШМА – 4 с $I_{ном} = 1600 \text{ А}$.

5. Выбор кабелей и проводов на 0,4 кВ:

а) кабель от РП к ШМА:
$$I_p = \frac{312,8}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 451,5 \text{ А} \quad I_p \leq I_{ном}$$

Выбираем кабель 2АВВГ 4х120 на $I_{ном} = 200 \text{ А}$.

б) для подключения электроприемников используем провод марки АПВ 3х95+1х70 с $I_{ном} = 260 \text{ А}$, проложенный в трубах.

9 Расчёт токов КЗ

Все основное электрооборудование системы внутреннего электроснабжения предприятия или объекта должно быть выбрано и проверено с учетом воздействия этих токов [3].

Рассматривают следующие виды коротких замыканий:

- трехфазное симметричное короткое замыкание;
- двухфазное короткое замыкание - когда две фазы соединятся между собой без образования электрического контакта с землей;
- однофазное короткое замыкание - одна фаза образует электрический контакт по земле с нейтралью источника питания;
- двухфазное короткое замыкание на землю – когда две фазы образуют электрический контакт между собой и землей.

Одними из главных причин возникновения КЗ являются нарушения изоляции в частях электроустановок, неправильные или ошибочные действия обслуживающего персонала, перекрытия изоляции вследствие возникновения перенапряжений в системе электроснабжения. Короткие замыкания приводят к нарушению нормального электроснабжения потребителей, подключенных к поврежденным участкам электросети, из-за понижения на них напряжения ниже допустимого порога и нарушения работы части энергосистемы. Поэтому короткие замыкания должны быть устранены устройствами защиты в минимальные сроки.

Все элементы системы электроснабжения должны удовлетворять расчетным условиям их работы. Под расчетными условиями в общем случае понимаются наиболее тяжелые условия, в которых могут оказаться электрические аппараты и проводники.

Проверка выбранных элементов системы электроснабжения проводится по аварийному режиму работы. Аварийный режим - это режим, вызванный внезапным нарушением нормального режима вследствие КЗ. Аварийные режимы

необходимо быстро ликвидировать, при этом все элементы системы электроснабжения должны быть термически и динамически стойкими.

Для того чтобы проверить выбранные электрические аппараты и проводники по условиям КЗ, необходимо выполнить четыре расчетных условия КЗ:

- составить расчетную схему системы электроснабжения;
- определить расчетный вид короткого замыкания;
- наметить расчетные точки короткого замыкания;
- определить расчетное время протекания тока КЗ.

9.1 Расчет токов КЗ на стороне 10 кВ

Электрическая схема для расчета токов КЗ на стороне 10 кВ представлена на рисунке 9.1.

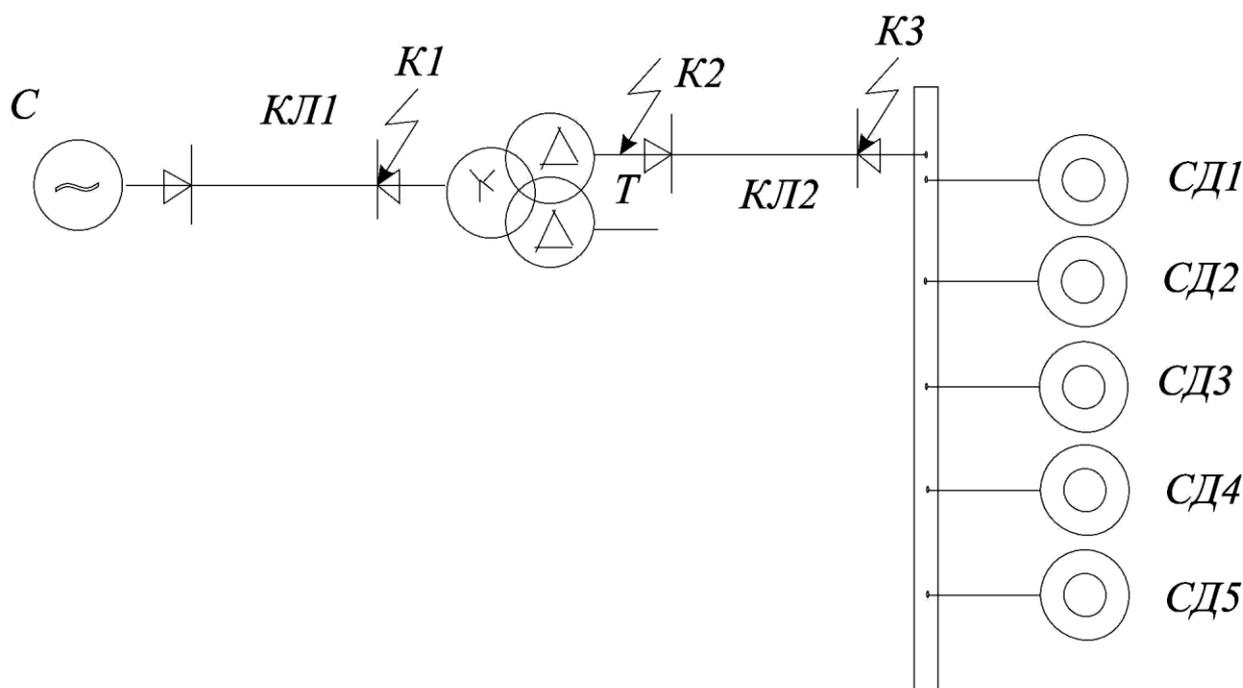


Рисунок 9.1 - Электрическая схема для расчета токов КЗ на стороне 10 кВ

Схема замещения для расчета токов КЗ на стороне 10 кВ представлена на рисунке 9.2.

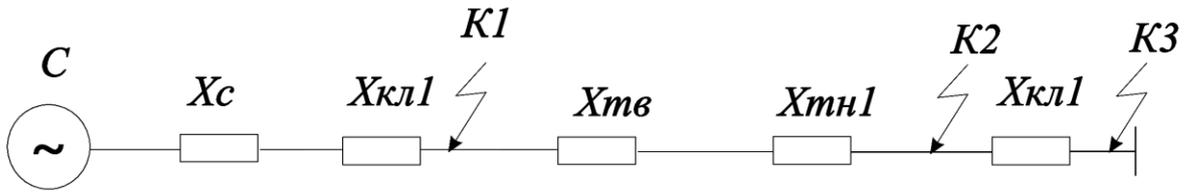


Рисунок 9.2 - Схема замещения для расчета токов К3 на стороне 10 кВ

Исходные данные: $S_{\delta} = 100 \text{ МВА};$

$$U_H = 115 \text{ кВ};$$

Система: $S_c = 4640 \text{ МВА};$

Кабель 110 кВ: ПвВ: $l = 1,45 \text{ км.}; r_0 = 0,122 \text{ Ом/км.}; x_0 = 0,2 \text{ Ом/км.};$

Кабель 10 кВ: ААШв $l = 0,5 \text{ км.}; r_0 = 0,329 \text{ Ом/км.}; x_0 = 0,08 \text{ Ом/км.};$

Трансформатор ГПП: : $S_{т.ном.} = 63 \text{ МВА};$

$$U_H = 10,5\%;$$

$$\Delta P_{к.з.} = 245 \text{ кВт.}$$

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_{\delta}}{S_c} = \frac{100}{4640} = 0,022$$

Сопротивление КЛ 110 кВ:

$$x_{к.л.1} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_H^2} = 0,2 \cdot 1,45 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0022$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{т.в.} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{т.в.}} = \frac{1,3215}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,021$$

$$x_{т.н.} = \frac{U_{к.н.}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{т.н.}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,292$$

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_{с.д.} = x_{01} \cdot \frac{S_{НОМ_{сд}}}{U_{НОМ}^2}$$

$$x_{c.d.1} = 0,2 \cdot \frac{3500}{10,5^2} = 6,4;$$

$$x_{c.d.2} = 0,2 \cdot \frac{1750}{10,5^2} = 3,2;$$

$$x_{c.d.3} = 0,2 \cdot \frac{3142}{10,5^2} = 5,7;$$

$$x_{c.d.4} = 0,2 \cdot \frac{4325}{10,5^2} = 7,85;$$

$$x_{c.d.5} = 0,2 \cdot \frac{1325}{10,5^2} = 2,4.$$

$$x_{c.d.\Sigma} = 6,4 + 3,2 + 5,7 + 7,85 + 2,4 = 31,95.$$

Сопротивление кабельной линии 10 кВ:

$$x_{к.л.2} = 0,08 \cdot 0,5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,036.$$

Точка К1:

Суммарное сопротивление в точке К1:

$$x_{\Sigma k1} = x_c + x_{к1} = 0,022 + 0,0022 = 0,0242.$$

Ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{1}{x_{\Sigma k1}} = \frac{1}{0,0242} = 41,32.$$

Ток КЗ в именованных единицах:

$$I_{K1}^{(3)} = I_{K1}^{(3)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 41,32 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 20,7 \text{ кА}.$$

Ударный ток в точке К1:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20,7 = 52,69 \text{ кА}.$$

Точка К2:

Суммарное сопротивление в точке К2:

$$x_{\Sigma k2} = x_{\Sigma k1} + x_{m\sigma} + x_{mn} = 0,0242 + 0,021 + 0,292 = 0,3372.$$

Ток короткого замыкания в точке К2:

$$I_{K_2}^{(3)} = \frac{1}{x_{\Sigma K_2}} = \frac{1}{0,3372} = 2,97.$$

Ток КЗ в именованных единицах:

$$I_{K_2}^{(3)} = I_{K_2}^{(3)} \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 2,97 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 16,33 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К2:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 16,33 = 41,57 \text{ кА.}$$

Точка К3:

Суммарное сопротивление в точке К3:

$$x_{\Sigma K_3} = x_{\Sigma K_2} + x_{K.L.2} = 0,3372 + 0,036 = 0,3732.$$

Ток короткого замыкания в точке К3:

$$I_{K_3}^{(3)} = \frac{1}{x_{\Sigma K_3}} = \frac{1}{0,3732} = 2,7.$$

Ток КЗ от подпитки СД:

$$I_{C\partial}^{(3)} = \frac{1}{x_{\Sigma C\partial}} = \frac{1}{31,95} = 0,0313.$$

Суммарный ток КЗ в относительных единицах:

$$I_{\Sigma}^{(3)} = I_{K_3}^{(3)} + I_{C\partial}^{(3)} = 2,7 + 0,0313 = 2,7313.$$

Ток КЗ в именованных единицах:

$$I_{K_3}^{(3)} = I_{K_3}^{(3)} \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 2,7313 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 15 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К3:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 15 = 38 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 - Результаты расчетов токов КЗ на стороне 10 кВ

Точка	K1	K2	K3
$I_{K_i}^{(3)}, \text{кА}$	20,7	16,33	15
$i_y, \text{кА}$	52,69	41,57	38

9.2 Расчет токов КЗ на стороне 0,4 кВ

Электрическая схема для расчета токов КЗ на стороне 0,4 кВ представлена на рисунке 9.3.

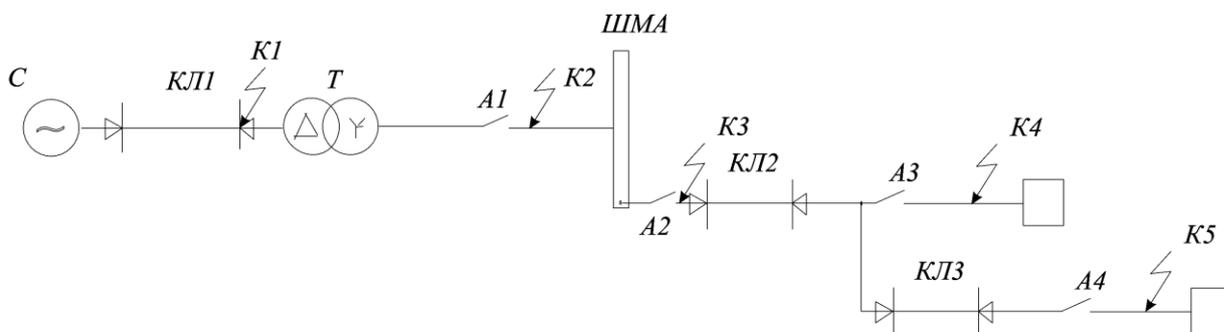


Рисунок 9.3 - Электрическая схема для расчета токов КЗ на стороне 0,4 кВ

ШМА– 4:

$$l = 72 \text{ м}; r_{\text{шм}} = 0,0297 \text{ Ом/м}; x_{\text{шм}} = 0,0143 \text{ Ом/м};$$

Кабельные линии:

$$\text{ААШв } l = 0,5 \text{ км}; r_0 = 0,329 \text{ Ом/км}; x_0 = 0,08 \text{ Ом/км};$$

$$\text{АВВГ } l = 30 \text{ м}; r_0 = 0,208 \text{ Ом/м}; x_0 = 0,079 \text{ Ом/м};$$

Схема замещения для расчета токов КЗ на стороне 0,4 кВ представлена на рисунке 9.4.

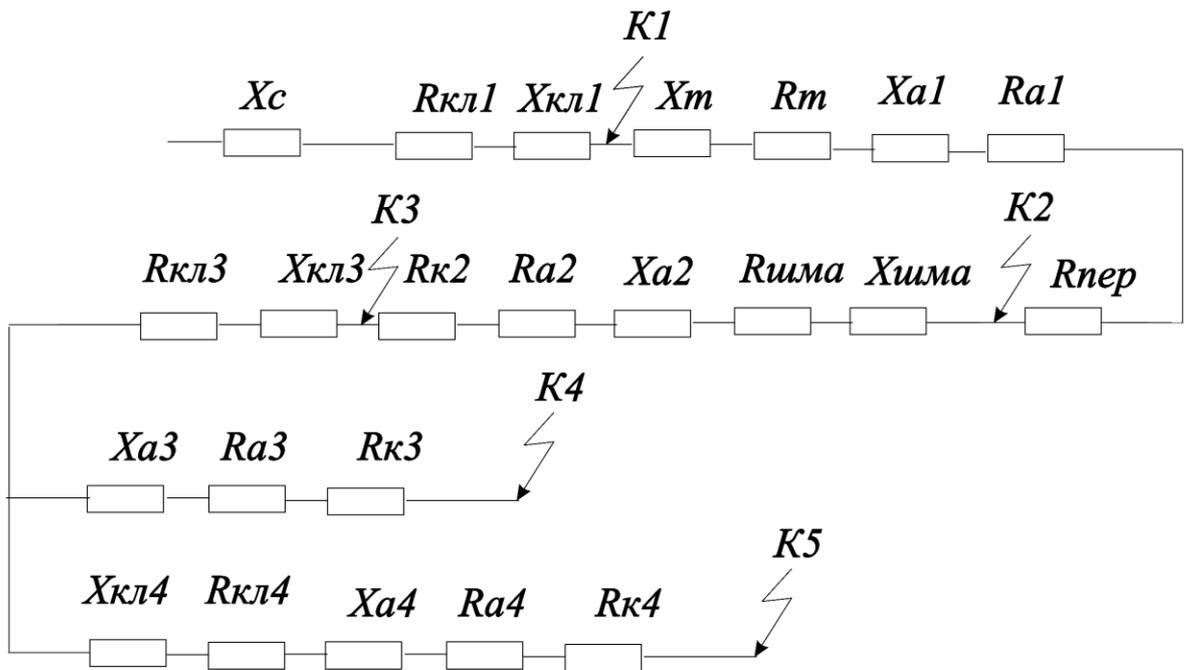


Рисунок 9.4 - Схема замещения для расчета токов К3 на стороне 0,4 кВ

Провод:

$$\text{АПВ } l = 12 \text{ м; } r_0 = 1,95 \text{ Ом/м; } x_0 = 0,095 \text{ Ом/м;}$$

Сопротивление контактов выключателей:

$$r_{пер} = 15 \text{ мОм; } r_{к1} = 0,15 \text{ мОм; } r_{к2} = 0,25 \text{ мОм;}$$

$$r_{к3} = 0,3 \text{ мОм; } r_{к4} = 0,35 \text{ мОм.}$$

Силовой трансформатор 1600 кВА:

$$U_{к\%} = 5,5\%; \quad \Delta P_{к.з.} = 16,5 \text{ кВт;}$$

$$x_m = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{Н.Т.}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{0,4^2}{1,6} = 5,5 \text{ мОм;}$$

$$r_m = \Delta P_{к.з.} \cdot \frac{U_6^2}{S_{Н.Т.}} = 16,5 \cdot \frac{0,4^2}{1,6} = 1,031 \text{ мОм.}$$

Сопротивление питающей системы:

$$x_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_c^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 16,33} = 0,371 \text{ Ом.}$$

Сопротивление кабельной линии ААШВ:

$$x_{к.л.1} = x_0 \cdot \ell = 0,08 \cdot 0,5 = 0,04 \text{ Ом};$$

$$r_{к.л.1} = r_0 \cdot \ell = 0,329 \cdot 0,5 = 0,1645 \text{ Ом}.$$

Сопротивление кабельной линии АВВГ:

$$x_{к.л.2} = x_0 \cdot \ell = 0,079 \cdot 30 = 2,37 \text{ мОм};$$

$$r_{к.л.2} = r_0 \cdot \ell = 0,329 \cdot 30 = 9,87 \text{ мОм}.$$

Сопротивление провода АПВ:

$$x_{к.л.3} = x_0 \cdot \ell = 0,095 \cdot 12 = 1,14 \text{ мОм};$$

$$r_{к.л.3} = r_0 \cdot l = 1,95 \cdot 12 = 23,4 \text{ мОм}.$$

Сопротивление шинпровода:

$$x_{шм} = x_0 \cdot l = 0,0297 \cdot 72 = 2,14 \text{ мОм};$$

$$r_{шм} = r_0 \cdot l = 0,0143 \cdot 72 = 1,03 \text{ мОм}.$$

Точка К1:

Суммарное индуктивное сопротивление в точке К1:

$$x_{\Sigma к1} = x_{к1} + x_c = 0,371 + 0,04 = 0,411 \text{ Ом}.$$

Суммарное активное сопротивление в точке К1:

$$r_{\Sigma к1} = r_{к1} = 0,1645 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление в точке К1:

$$Z_{\Sigma к1} = \sqrt{r_{\Sigma к1}^2 + x_{\Sigma к1}^2} = \sqrt{0,1645^2 + 0,411^2} = 0,443 \text{ Ом};$$

$$\frac{r_{\Sigma к1}}{x_{\Sigma к1}} = \frac{0,411}{0,1645} = 2,5; \quad \kappa_y = 1,28;$$

Ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{к1} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma к1}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,443} = 13,68 \text{ кА}.$$

Ударный ток в точке К1:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 13,68 = 24,77 \text{ кА}.$$

Точка К2:

Суммарное индуктивное сопротивление в точке К2:

$$x_{\Sigma k2} = x_{\Sigma k1} \cdot \frac{U_0^2}{U_H^2} \cdot 10^3 + x_m + x_{A1};$$

Сопротивление выключателей:

$$\text{ВА } 75 - 47; r_{A1} = 0,1 \text{ мОм}; x_{A1} = 0,05 \text{ мОм};$$

$$\text{ВА } 55 - 43; r_{A2} = 0,14 \text{ мОм}; x_{A2} = 0,08 \text{ мОм};$$

$$\text{ВА } 52 - 39; r_{A3} = r_{A4} = 0,094 \text{ мОм}; x_{A3} = x_{A4} = 0,12 \text{ мОм}.$$

$$x_{\Sigma k2} = 0,411 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,4^2}{10,5^2} + 5,5 + 0,05 = 6,15 \text{ мОм}.$$

Суммарное активное сопротивление в точке К2:

$$r_{\Sigma k2} = r_{\Sigma k1} \cdot \frac{U_0^2}{U_H^2} \cdot 10^3 + r_m + r_{A1} + r_{k1} + r_{nep};$$

$$r_{\Sigma k2} = 0,1645 \cdot \frac{0,4^2}{10,5^2} \cdot 10^3 + 1,03 + 0,1 + 0,15 + 15 = 16,52 \text{ мОм}.$$

Полное сопротивление в точке К2:

$$Z_{\Sigma k2} = \sqrt{r_{\Sigma k2}^2 + x_{\Sigma k2}^2} = \sqrt{6,15^2 + 16,52^2} = 17,63 \text{ Ом};$$

$$\frac{r_{\Sigma k2}}{x_{\Sigma k2}} = \frac{6,15}{16,52} \quad \kappa_y = 1;$$

Ток короткого замыкания в точке К2:

$$I_{K2} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma k2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 17,63} = 13,1 \text{ кА}.$$

Ударный ток в точке К2:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{K2};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 13,1 = 18,53 \text{ кА}.$$

Точка К3:

Суммарное индуктивное сопротивление в точке К3:

$$x_{\Sigma k3} = x_{\Sigma k2} + x_{A2} + x_{ума} = 6,15 + 0,08 + 0,0143 \cdot 72 = 7,26 \text{ мОм}.$$

Суммарное активное сопротивление в точке К3:

$$r_{\Sigma K3} = r_{\Sigma K2} + r_{A2} + r_{K2} + r_{шма} = 16,52 + 0,141 + 2,14 + 0,25 = 19,05 \text{ мОм.}$$

Полное сопротивление в точке К3:

$$Z_{\Sigma K3} = \sqrt{r_{\Sigma K3}^2 + x_{\Sigma K3}^2} = \sqrt{7,26^2 + 19,05^2} = 20,4 \text{ Ом;}$$

Ток короткого замыкания в точке К3:

$$I_{K3} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 20,4} = 11,33 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К3:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 11,33 = 16,02 \text{ кА.}$$

Точка К4:

Суммарное индуктивное сопротивление в точке К4:

$$x_{\Sigma K4} = x_{\Sigma K3} + x_{A3} + x_{K12} = 7,26 + 0,12 + 2,37 = 9,75 \text{ мОм.}$$

Суммарное активное сопротивление в точке К4:

$$r_{\Sigma K4} = r_{\Sigma K3} + r_{A3} + r_{K3} + r_{K12} = 19,05 + 0,094 + 0,3 + 9,87 = 25,68 \text{ мОм.}$$

Полное сопротивление в точке К4:

$$Z_{\Sigma K4} = \sqrt{r_{\Sigma K4}^2 + x_{\Sigma K4}^2} = \sqrt{25,68^2 + 9,75^2} = 27,47 \text{ Ом;}$$

Ток короткого замыкания в точке К4:

$$I_{K4} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K4}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 27,47} = 8,4 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К4:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{K4} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 8,4 = 11,89 \text{ кА.}$$

Точка К5:

Суммарное индуктивное сопротивление в точке К5:

$$x_{\Sigma K5} = x_{\Sigma K4} + x_{A4} + x_{K13} = 9,75 + 0,12 + 1,14 = 11,01 \text{ мОм.}$$

Суммарное активное сопротивление в точке К5:

$$r_{\Sigma K5} = r_{\Sigma K4} + r_{A4} + r_{K4} + r_{K13} = 25,68 + 0,094 + 0,35 + 23,4 = 49,52 \text{ мОм.}$$

Полное сопротивление в точке К5:

$$Z_{\Sigma K5} = \sqrt{r_{\Sigma K5}^2 + x_{\Sigma K5}^2} = \sqrt{11,01^2 + 49,52^2} = 50,73 \text{ Ом};$$

Ток короткого замыкания в точке К5:

$$I_{K5} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K5}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 50,73} = 4,55 \text{ кА}.$$

Ударный ток в точке К5:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K5} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 4,55 = 6,44 \text{ кА}.$$

Результаты расчёта токов КЗ на стороне 0,4 кВ сведём в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 - Результаты расчёта токов КЗ на стороне 0,4 кВ

Точка	К1	К2	К3	К4	К5
$I_{K_i}^3, \text{кА}$	13,68	13,1	11,33	8,4	4,55
$i_y, \text{кА}$	24,77	18,53	16,02	11,89	6,44

10 Выбор и проверка элементов системы электроснабжения

10.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 10 кВ

Выбор вводного высоковольтного выключателя:

$$I_{ном.p} = \frac{S_{Т.Н.}}{2\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{63000}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1732 \text{ А};$$

С учётом 40% перегрузки

$$I_{max} = 1,4 \cdot 1732 = 2425 \text{ А.}$$

Для ЗРУ ГПП выбираем КРУ КВ-02-10 с вакуумными выключателями ВБЭК-10-31,5/3150.

Проверка вводного выключателя выполняется:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном.}$
- по длительному току $I_{ном.p} \leq I_{ном.}; I_{max} \leq I_{ном.};$
- по отключающей способности $I_{п.о.} \leq I_{откл.}; I_{п.о.} \leq I_{дин.}; i_y \leq i_{дин.};$
- на термическую стойкость $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Результаты проверки сведём в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 - Результаты проверки вводного выключателя 10 кВ

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном.}$	10 кВ	10 кВ
$I_{ном.p} \leq I_{ном.};$	1732 А	3150 А
$I_{max} \leq I_{ном.};$	2425 А	3150 А
$I_{п.о.} \leq I_{откл.};$	16,33 кА	31,5 кА
$I_{п.о.} \leq I_{дин.};$	16,33 кА	45 кА
$i_y \leq i_{дин.};$	41,57 кА	80 кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$16,33^2 \cdot 1,1 = 293 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

10.2 Выбор высоковольтных выключателей на отходящие фидера

$$I_{ном.р} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 175,6 \text{ А};$$

С учётом 40% перегрузки

$$I_{max} = 1,4 \cdot 175,6 = 246,4 \text{ А.}$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВБЭК-10-20/630.

Результаты проверки сведём в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 - Результаты проверки выключателя на отходящие фидера

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном.}$	10 кВ	10 кВ
$I_{ном.р} \leq I_{ном.}$	175,6 А	630 А
$I_{max} \leq I_{ном.}$	246,4 А	630 А
$I_{п.о.} \leq I_{откл.}$	13,68 кА	20 кА
$I_{п.о.} \leq I_{дин.}$	13,68 кА	45 кА
$i_y \leq i_{дин.}$	24,77 кА	80 кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер.}$	275 кА ² ·с	1600 кА ² ·с

10.3 Выбор выключателя нагрузки

$$I_{ном.р} = \frac{2 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 88 \text{ А};$$

С учётом 40% перегрузки

$$I_{max} = 1,4 \cdot 88 = 123,2 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель ВНПуп-10/400-10зпз УЗ с $I_{ном} = 400 \text{ А}$ с встроенным приводом ПК-6/150.

Результаты проверки сведём в таблицу 10.3.

Таблица 10.3 - Проверка выключателя нагрузки

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном.}$	10 кВ	10 кВ
$I_{ном.р} \leq I_{ном.}$	88 А	400 А
$I_{max} \leq I_{ном.}$	123,2 А	400 А
$I_{п.о.} \leq I_{откл.}$	13,68 кА	20 кА
$I_{п.о.} \leq I_{дин.}$	13,68 кА	45 кА
$i_y \leq i_{дин.}$	24,77 кА	52 кА
$Bк \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер.}$	205,9 кА ² ·с	1600 кА ² ·с

10.4 Выбор высоковольтного выключателя для ДСП

$$I_{ном.р} = \frac{1500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 825 \text{ А};$$

С учётом 40% перегрузки

$$I_{max} = 1,4 \cdot 825 = 1155 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель ВБЭК-10-20/1600.

Результаты проверки сведём в таблицу 10.4.

Таблица 10.4 – Результаты проверки высоковольтного выключателя печи

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном.}$	10 кВ	10 кВ
$I_{ном.р} \leq I_{ном.}$	825 А	1600 А
$I_{max} \leq I_{ном.}$	1155 А	1600 А
$I_{п.о.} \leq I_{откл.}$	16,33 кА	20 кА
$I_{п.о.} \leq I_{дин.}$	16,33 кА	45 кА
$i_y \leq i_{дин.}$	41,57 кА	52 кА
$Bк \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер.}$	1070,7 кА ² ·с	1600 кА ² ·с

10.5 Выбор секционного выключателя

$$I_{ном.р} = \frac{63000 \cdot 0,7}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1273 \text{ А};$$

С учётом 40% перегрузки

$$I_{max} = 1,4 \cdot 1273 = 1782,3 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель ВБЭК-10-31,5/2000.

Результаты проверки сведём в таблицу 10.5.

Таблица 10.5 – Результаты проверки секционного выключателя

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном.}$	10 кВ	10 кВ
$I_{ном.р} \leq I_{ном.}$	1273 А	2500 А
$I_{max} \leq I_{ном.}$	1782,3 А	2500 А
$I_{п.о.} \leq I_{откл.}$	16,33 кА	31,5 кА
$I_{п.о.} \leq I_{дин.}$	16,33 кА	45 кА
$i_y \leq i_{дин.}$	41,57 кА	80 кА
$Bк \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер.}$	293 кА ² ·с	3969 кА ² ·с

Все выбранные высоковольтные выключатели удовлетворяют условиям проверки.

10.6 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Выбор ТТ производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки $U_{уст.} \leq U_{ном.}$; 110 кВ = 110 кВ.
- по длительному току $I_{ном.р} \leq I_{ном.}$;

$$I_{ном.р} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,3 \text{ А};$$

Выбираем трансформатор тока ТВТ-110-I-400/5 с $I_{ном} = 400 \text{ А}$.

$$316,3 \text{ А} < 400 \text{ А.}$$

- по конструкции ТТ встроенный в силовой трансформатор, класса точности 0,5.

- по электродинамической стойкости $i_y \leq i_{дин}$ и $i_y \leq \kappa_{э.д.} \cdot I_{1ном}$.

$$i_{дин} = \sqrt{2} \cdot 120 \cdot 0,4 = 68 \text{ кА}, \quad i_y = 41,57 \text{ кА},$$

$$\kappa_{э.д.} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} = 120 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,3163 = 53,7 \text{ кА}.$$

$$41,57 \text{ кА} < 53,7 \text{ кА}$$

$$41,57 \text{ кА} < 68 \text{ кА}$$

- по термической стойкости $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$,

$$B_k \leq (\kappa_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер} = 25 \cdot 0,3163^2 \cdot 3 = 187,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_k = 16,33^2 \cdot 0,08 + 0,04 = 32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 187,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

- по вторичной нагрузке $z_2 \leq z_{2ном}$,

где z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$z_{2ном}$ – допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

На 110 кВ устанавливаем амперметр Э-377 с $S_{ном} = 0,1 \text{ ВА}$.

$$Z_2 \approx R_2 = R_{приб.} + R_{пр.} + R_{к.},$$

где $R_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_2^2}$ – сопротивление приборов;

$R_{пр.} = R_2 - R_{приб.}^2 - 0,1$ – сопротивление проводов;

$R_{к.} = 0,1 \text{ Ом}$. – сопротивление контактов.

$$R_{приб.} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом},$$

$$z_2 = 0,8 \text{ Ом}, \quad R_{пр.} = 0,8 - 0,004 - 0,1 = 0,969 \text{ Ом}.$$

Определим сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{R_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{0,696} = 3 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение жилы 4 мм².

10.7 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Выбор ТТ производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки $U_{уст.} \leq U_{ном.}$; 10 кВ = 10 кВ.
- по длительному току $I_{ном.р} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464 \text{ А}; I_{ном.р} \leq I_{ном}$

$$3464 \text{ А} < 4000 \text{ А}$$

выбираем трансформатор тока ТПШЛ-10-І-4000/5.

- трансформатор тока наружной установки, класса точности 0,5.
- по электродинамической стойкости $i_y \leq i_{дин.}$

$$i_{дин} = \sqrt{2} \cdot 23 \cdot 4 = 130 \text{ кА}, \quad i_y = 41,57 \text{ кА},$$

$$k_{э.д.} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} = 23 \cdot \sqrt{2} \cdot 3464 = 112,67 \text{ кА}.$$

$$41,57 \text{ кА} < 112,67 \text{ кА}$$

$$41,57 \text{ кА} < 130 \text{ кА}$$

- по термической стойкости $B_k \leq I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.}$,

$$B_k \leq (k_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер.} = 35 \cdot 3,46^2 \cdot 3 = 43996 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} = 58800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_k = 16,33^2 \cdot 0,08 + 0,038 = 31,814 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$31,814 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 43996 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$31,814 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 58800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

- по вторичной нагрузке $z_2 \leq z_{2ном}$,

приборы на стороне 10 кВ:

$$\text{амперметр } S = 0,1 \text{ ВА},$$

$$\text{ваттметр } S = 0,5 \text{ ВА},$$

варметр $S = 0,5 \text{ ВА}$,

счётчики активной энергии ЦЭ – 6801 с $S = 0,5 \text{ ВА}$,

реактивной энергии ЦЭ – 6801 с $S = 0,5 \text{ ВА}$,

$$R_{\text{приб.}} = \frac{11,1}{5^2} = 0,444 \text{ Ом},$$

$$z_2 = 1,2 \text{ Ом}, z_{\text{пр.}} = 1,2 - 0,444 - 0,1 = 0,656 \text{ Ом}.$$

Определим сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 45}{0,656} = 1,94 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение жилы $2,5 \text{ мм}^2$.

10.8 Выбор трансформаторов напряжения (ТН)

Выбор ТН производим по следующим параметрам:

- по напряжению установки $U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном.}}$; $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$.
- по конструкции и классу точности.

Для ячеек КРУ КВ-02-10 выбираем ТН НАМИ-10-95 с $U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ}$,
 $S_{2\text{ном.}} = 200 \text{ ВА}$ класса точности 0,5.

- по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma.} = S_{2\text{ном.}}$, где

$S_{2\text{ном.}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma.}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле подключенных к

ТН, ВА.

$$S_{2\Sigma.} = \sqrt{P_{\text{приб.}}^2 + Q_{\text{приб.}}^2}$$

Вторичная нагрузка ТН:

- амперметр $P_{\text{приб.}} = 2 \cdot 2 = 4 \text{ Вт}$;
- ваттметр $P_{\text{приб.}} = 3 \text{ Вт}$;
- варметр $P_{\text{приб.}} = 3 \text{ Вт}$;
- счётчики активной энергии $P_{\text{приб.}} = 4 \cdot 6 = 24 \text{ Вт}$; $Q_{\text{приб.}} = 4 \cdot 14,5 = 58 \text{ вар}$;
- счётчики реактивной энергии $P_{\text{приб.}} = 4 \cdot 6 = 24 \text{ Вт}$; $Q_{\text{приб.}} = 4 \cdot 14,5 = 58 \text{ вар}$;

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{58^2 + 116^2} = 130 \text{ ВА};$$

$$130 \text{ ВА} < 200 \text{ ВА}.$$

10.9 Выбор предохранителей

Выбор производим по следующим параметрам:

- для защиты ТСН
- по напряжению установки $U_{уст.} \leq U_{ном.};$ 10 кВ = 10 кВ.
- по току $I_{раб.} \leq I_{ном}$

$$I_{раб.} = \frac{S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,2 \text{ А}; I_{ном.} = 5 \text{ А};$$

$$2,2 \text{ А} < 5 \text{ А}$$

- по току отключения $I_{н.о.} \leq I_{н.ном}$

$$16,33 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$$

выбираем предохранитель ПК 1-10-8/5-20 УЗ

- для защиты ТН

Выбор производится по следующим параметрам:

- по току $I_{раб.} \leq I_{ном}$

$$I_{раб.} = \frac{S_{ТТН}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 8,25 \text{ А};$$

$$8,25 \text{ А} < 10 \text{ А}$$

выбираем предохранитель ПК 1-10-10/2-20 УЗ.

10.10 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)

Выбор производим по следующим параметрам:

- по напряжению установки $U_{уст.} \leq U_{ном.};$
- на стороне ВН 110 кВ = 110 кВ.

в нейтраль силового трансформатора выбираем ОПН: ОПНН-110

- на сторону 10 кВ в ячейку КРУ

выбираем ОПН: ОПН-10 10 кВ = 10 кВ..

10.11 Выбор жёстких шин

Выбор шин производится по следующим параметрам:

- по длительно-допустимому току $I_{max} \leq I_{доп}$,

$$I_{max} = \frac{0,7 \cdot S_{раб.}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{0,7 \cdot 23526,4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 905,5 \text{ А.}$$

по $I_{ном.} = 1025 \text{ А}$ выбираем алюминиевые шины $60 \times 80 = 480 \text{ мм}^2$.

- проверка на термическую стойкость: $S_{min.} < S_{расч.}$.

$$S_{min.} = \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_n}}{c},$$

где $c = 95$; $t_n = 0,4$; $I_{\infty} = 16 \text{ кА}$.

$$S_{min.} = \frac{16 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,4}}{95} = 107 \text{ мм}^2.$$

$$107 \text{ мм}^2 < 480 \text{ мм}^2.$$

- на динамическую стойкость:

$$\sigma_{расч.} \leq \sigma_{доп.}$$

Момент сопротивления шин при установке их плашмя:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 8^2}{6} = 8,54.$$

Расчётное напряжение в металле шин:

$$\sigma_{расч.} = 1,76 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{i \cdot y^2 \cdot l^2}{a \cdot W},$$

где l - расстояние между опорными изоляторами, см. $l = 800 \text{ мм.}$,

a – расстояние между осями шин смежных фаз, см. $a = 350 \text{ мм.}$

$$\sigma_{расч.} = 1,76 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{41,57^2 \cdot 80^2}{8,54 \cdot 35} = 65 \text{ МПа.}$$

Т.к. $\sigma_{расч.} = 65 \text{ МПа} < \sigma_{доп.} = 80 \text{ МПа}$ для алюминиевых шин, то шины динамически устойчивы.

10.12 Выбор опорных изоляторов

Выбор опорных изоляторов производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки $U_{уст.} \leq U_{ном.}$; 10 кВ = 10 кВ.

по длительной нагрузке на головку изолятора: $F_{расч.} \leq 0,6F_{разр.}$.

$$F_{разр.} = 5000 \text{ Н},$$

$$F_{расч.} = \sqrt{3} \cdot \frac{i \cdot y^2 \cdot l^2}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{расч.} = \sqrt{3} \cdot \frac{41,57 \cdot 10^3}{0,35} \cdot 0,8 \cdot 10^{-7} = 684 \text{ Н},$$

$$684 \text{ Н} < 0,6 \cdot 5000 \text{ Н},$$

$$684 \text{ Н} < 3000 \text{ Н}.$$

Выбираем изоляторы ОНШ-10-5-1 УХЛ 1.

10.13 Выбор кабелей 10 кВ

Для питания ТП:

- $U_{уст.} \leq U_{ном.}$; 10 кВ = 10 кВ.

- $I_{расч.} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 123,2 \text{ А};$

- $qэ. = \frac{I_{расч.}}{J_э.} = \frac{123,2}{1,3} = 94,7 \text{ мм}^2.$

Принимаем кабель ААШв 3х95

- $I_{дон.ном.} = 155 \text{ А}$

Поправочный коэффициент на температуру воздуха $\kappa = 0,93$.

$$I_{дон.} = 155 \cdot 0,93 = 144,15 \text{ А},$$

$$I_{max} = 310 \text{ А},$$

$$144,15 \text{ А} < 310 \text{ А}.$$

- сечение, обеспечивающее термическую стойкость

$$q_{min.} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}, \quad q_{min.} < q.$$

$$B_k = 13,58^2 \cdot 0,266 = 49,78 \text{ кА}^2\text{с}, \quad c = 98.$$

$$q_{min.} = \frac{\sqrt{49,78 \cdot 10^6}}{98} = 71,99 \text{ мм}^2.$$

$$71,99 \text{ мм}^2 < 95 \text{ мм}^2$$

Для питания ДСП:

$$- \quad U_{уст.} \leq U_{ном.}; \quad 10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}.$$

$$- \quad I_{расч.} = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 825 \text{ А};$$

$$- \quad q_{э.} = \frac{I_{расч.}}{J_{э.}} = \frac{825}{1,3} = 635 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель ААШв 3х150

Из-за большой мощности ДСП выбираем 5 кабелей с $I_{ном.} = 275 \text{ А}$.

$$- \quad I_{дон} = 275 \cdot 0,93 = 256 \text{ А},$$

$$I_{тах} = 340 \text{ А}, \quad 256 \text{ А} < 340 \text{ А}.$$

$$q_{min.} < q., \quad B_k = 186,7 \text{ кА}^2\text{с}, \quad c = 98.$$

$$q_{min.} = \frac{\sqrt{186,7 \cdot 10^6}}{98} = 139 \text{ мм}^2,$$

$$139 \text{ мм}^2 < 150 \text{ мм}^2$$

Для питания РП:

$$- \quad U_{уст.} \leq U_{ном.}; \quad 10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}.$$

$$- \quad I_{расч.} = \frac{4325 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 333 \text{ А};$$

$$- \quad q_{э.} = \frac{I_{расч.}}{J_{э.}} = \frac{333}{1,3} = 256 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель ААШв 3х95

В виду большой мощности будем использовать 3 кабеля с $I_{ном.} = 155 \text{ А}$.

$$- \quad I_{дон} = 155 \cdot 0,93 = 144,15 \text{ А},$$

$$I_{тах} = 310 \text{ А}, \quad 144,15 \text{ А} < 310 \text{ А}.$$

$$q_{min.} < q., \quad B_k = 59,85 \text{ кА}^2\text{с}, \quad c = 98.$$

$$q_{min.} = \frac{\sqrt{59,85 \cdot 10^6}}{98} = 78,94 \text{ мм}^2,$$

$$78,94 \text{ мм}^2 < 95 \text{ мм}^2$$

выбранные кабели удовлетворяют проверочным условиям.

10.14 Выбор выключателей 0,4 кВ

Результаты проверки сведём в таблицу 10.6.

Таблица 10.6 - Результаты проверки выключателей 0,4 кВ

Тип выключателя	Вводной ВА 75-47		Секционный ВА 75-45		Линейный ВА 55-43	
	Пасп.	Расч.	Пасп.	Расч.	Пасп.	Расч.
$U_{уст.} \leq U_{ном.}$	440 В	380 В	440 В	380 В	440 В	380 В
$I_{ном.р} \leq I_{ном.}$	4000 А	3233 А	2500 А	1616,5 А	1600 А	1404 А
$I_{п.о.} \leq I_{откл.}$	45 кА	13,7 кА	45 кА	13,7 кА	36 кА	13,1 кА
$i_y \leq I_{вкл.}$	60 кА	24,8 кА	60 кА	24,8 кА	57 кА	18,5 кА

10.15 Выбор кабелей 0,4 кВ

Выбор проводим по длительно допустимому току.

Результаты выбора кабелей 0,4 кВ сведем в таблицу 10.7.

Таблица 10.7 - Результаты выбора кабелей на 0,4 кВ

Присоединение	I_p , А	$I_{доп.}$, А	Проводник
РП	451,5	200	2 АВВГ 4x120
ЭП	216,5	200	АПВ 3x95+1x70

10.16 Выбор шинпроводов 0,4 кВ

Выбор шинпроводов производим по следующим параметрам:

- напряжению установки $U_{уст.} \leq U_{ном.}$; $0,4 \text{ кВ} \leq 0,66 \text{ кВ}$;
- длительному току $I_{ном.р} = 1404 \text{ А}$; $I_{ном.р} \leq I_{ном.}$

$$1404 \text{ А} < 1600 \text{ А}$$

- на динамическую стойкость: $i_y \leq i_{дин.}$ $i_y = 16,02 \text{ кА}$, $i_{дин.} = 70 \text{ кА}$,

$$70 \text{ кА} > 16,02 \text{ кА}$$

Выбираем шинпровод ШМА-4 с $I_{ном.} = 1600 \text{ А}$.

11 Оценка влияния печи 6ДСП-40 на несинусоидальность напряжения

Оценка соответствия показателей качества электрической энергии по несинусоидальности кривой напряжения требованиям ГОСТ 32144-2013 в точке присоединения дуговой сталеплавильной печи 6ДСП-40 к системе электропитания предприятия проводилась электроанализатором AR.5M согласно схеме, приведенной на рисунке 11.1.

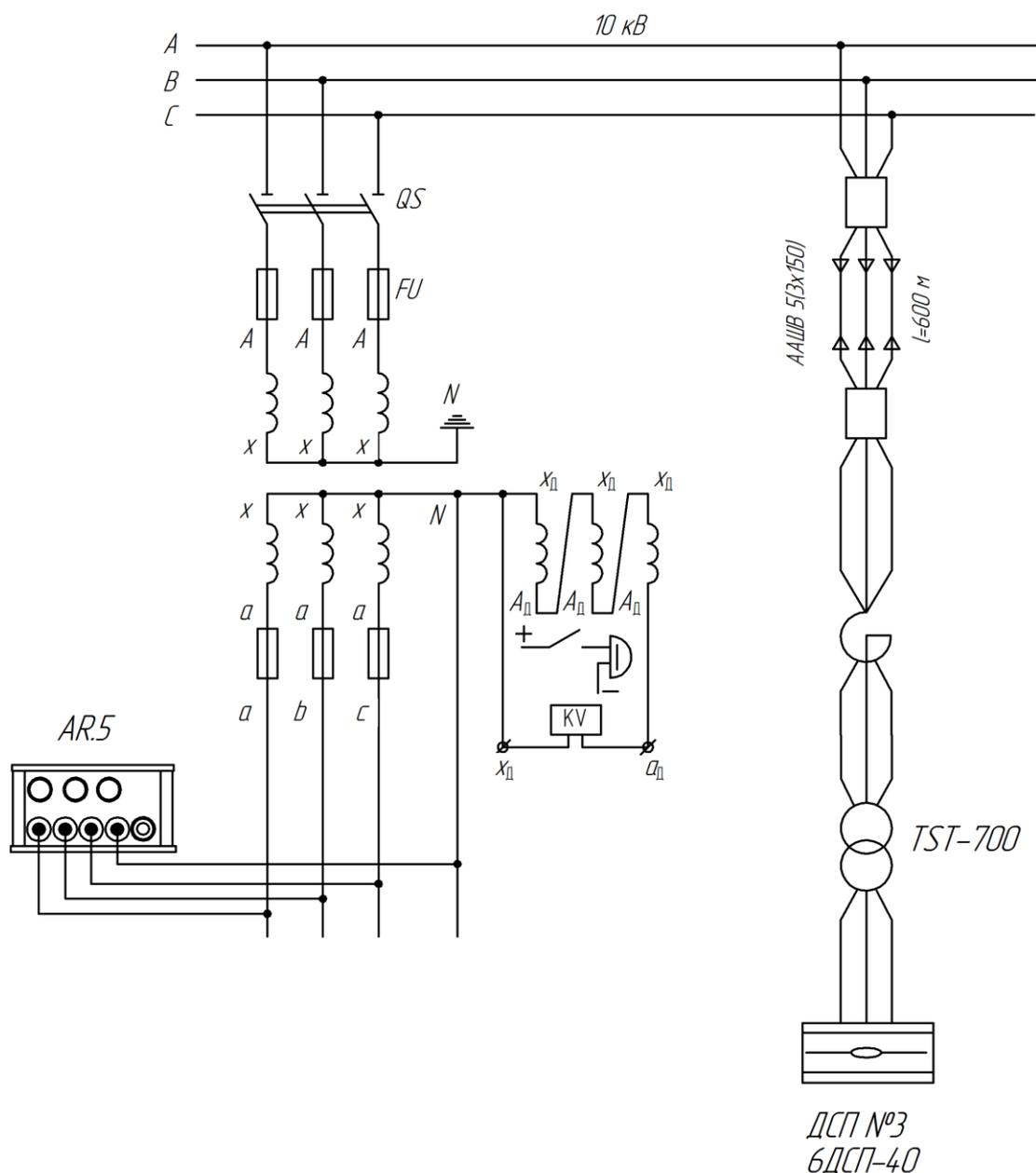


Рисунок 11.1 - Схема исследования влияния печи 6ДСП-40 на несинусоидальность напряжения в системе электроснабжения

Для оценки соответствия показателей качества электрической энергии требованиям ГОСТ 32144-2013 использовалось ПО из комплекта поставки измерителя ПКЭ AR.5М (рисунок 11.2).

Variable	Maximum	Minimum	% OK
VAZ180311.STD (Harmonic 2 Vn Phase 1)	4.81	0.00	99.8
VAZ180311.STD (Harmonic 3 Vn Phase 1)	3.54	0.01	99.7
VAZ180311.STD (Harmonic 4 Vn Phase 1)	2.27	0.00	98.0
VAZ180311.STD (Harmonic 5 Vn Phase 1)	3.54	0.01	100.0
VAZ180311.STD (Harmonic 6 Vn Phase 1)	2.75	0.00	88.4
VAZ180311.STD (Harmonic 7 Vn Phase 1)	1.75	0.01	100.0
VAZ180311.STD (Harmonic 8 Vn Phase 1)	1.50	0.00	94.3
VAZ180311.STD (Harmonic 9 Vn Phase 1)	1.76	0.00	99.0
VAZ180311.STD (Harmonic 10 Vn Phase 1)	1.61	0.00	95.9
VAZ180311.STD (Harmonic 11 Vn Phase 1)	1.15	0.00	100.0
VAZ180311.STD (Harmonic 12 Vn Phase 1)	1.02	0.00	92.4
VAZ180311.STD (Harmonic 13 Vn Phase 1)	1.20	0.00	100.0
VAZ180311.STD (Harmonic 14 Vn Phase 1)	0.89	0.00	93.1
VAZ180311.STD (Harmonic 15 Vn Phase 1)	1.17	0.00	97.5
VAZ180311.STD (Harmonic 16 Vn Phase 1)	1.14	0.00	93.1
VAZ180311.STD (Harmonic 17 Vn Phase 1)	1.16	0.00	100.0
VAZ180311.STD (Harmonic 18 Vn Phase 1)	1.31	0.00	93.6
VAZ180311.STD (Harmonic 19 Vn Phase 1)	0.91	0.00	100.0
VAZ180311.STD (Harmonic 20 Vn Phase 1)	0.96	0.00	95.4
VAZ180311.STD (Harmonic 21 Vn Phase 1)	1.11	0.00	94.3
VAZ180311.STD (Harmonic 22 Vn Phase 1)	0.95	0.00	95.8
VAZ180311.STD (Harmonic 23 Vn Phase 1)	0.87	0.00	100.0
VAZ180311.STD (Harmonic 24 Vn Phase 1)	0.69	0.00	96.3
VAZ180311.STD (Harmonic 25 Vn Phase 1)	0.72	0.00	100.0
VAZ180311.STD (Harmonic 26 Vn Phase 1)	0.70	0.00	97.0
VAZ180311.STD (Harmonic 27 Vn Phase 1)	0.78	0.00	96.0
VAZ180311.STD (Harmonic 28 Vn Phase 1)	0.75	0.00	96.9
VAZ180311.STD (Harmonic 29 Vn Phase 1)	0.84	0.00	100.0
VAZ180311.STD (Harmonic 30 Vn Phase 1)	0.85	0.00	97.0

Рисунок 11.2 - Результаты оценки соответствия ПКЭ требованиям ГОСТ 32144-2013

Таким образом было установлено, что измеренные значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$ превышают значения установленные в ГОСТ 32144-2013 для 20 гармонических составляющих из 29. Дольше всего превышение требований ГОСТ наблюдалось для 6, 12 и 14 гармонических составляющих напряжения. Максимальное значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения K_U достигало 7,41%, что не превысило 8%, установленных в ГОСТ для сетей напряжением 6-25 кВ.

Заключение

Разработка проекта по реконструкции системы электроснабжения корпуса №20 автомобильного завода направлена на повышение надежности всей системы электроснабжения предприятия и обеспечение качества электроэнергии для электроприемников.

В ходе выполнения бакалаврской работы были решены задачи по расчету электрических нагрузок от силового оборудования и системы внутреннего освещения, выбору мест сооружения комплектных трансформаторных подстанций, выбору схемы внутреннего электроснабжения, определению токов короткого замыкания, выполнены выбор и проверка элементов системы электроснабжения.

Было установлено, что измеренные значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$ в точке подключения дуговой сталеплавильной печи 6ДСП-40 к системе электроснабжения предприятия превышают значения, установленные в ГОСТ 32144-2013 для 20 гармонических составляющих из 29.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы 6 и 7 изд., изм. и доп. по состоянию на 1 февраля 2015 г. - 7-е изд., Литтерра, 2015.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей – М.: Омега-Л, 2015.
3. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.
4. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков – Москва: Форум, 2014.
5. Гвоздев, С.М. Энергоэффективное электрическое освещение. Учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
6. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
7. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
8. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ/ Е.Ф. Макаров.- Москва, 2005г.
9. Рожин, А.Н. Учебное пособие для выполнения курсового и дипломного проектов: Внутрицеховое электроснабжение/ А.Н. Рожин, Н.С. Башкаева - Киров, 2006.
10. Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.
11. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
12. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.

13. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №358–90 от 1 августа 1993 г.
14. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.
15. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов. Учебное пособие / В.П. Шеховцов – М.: Форум, Инфра-М, 2015.
16. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы. Учебное пособие для вузов / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
17. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М: Стандартинформ, 2014.
18. Cardoso, A. A virtual reality system for real time control of electric substations / A. Cardoso. - 2013 IEEE Virtual Reality, 2013, pp. 165-166.
19. Roybal, L.G. Modeling and simulating blast effects on electric substations / L. G. Roybal, R. F. Jeffers, K. E. McGillivray, T. D. Paul, R. Jacobson. - Technologies for Homeland Security, IEEE Conference on, Boston, MA, 2009, pp. 351-357.
20. Prostean, O. Unconventional sources for electric substation ancillary services power supply / O. Prostean, S. Kilyeni, C. Barbulescu, G. Vuc, I. Borlea. - Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2010, Bergamo, 2010, pp. 1-6.
21. Miroshnik, R. Force safety device for electric substation with flexible buses / R. Miroshnik, H. B. Haim, D. Laredo. - IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, pp. 1140-1144.
22. Chiosa, N. Power quality monitoring for electric substation ancillary services supplying / N. Chiosa, S. Kilyeni, C. Barbulescu, D. Jigoria-Oprea. - Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2010, Bergamo, 2010, pp. 6-12.

Приложение А

Таблица А.1 - Расчетные нагрузки цеха на стороне 0,4 кВ

№	Наименование узла питания или группы электроприёмников	Ко-во ЭП, n	Установленная мощность, приведённая к ПВ=100%		m	K _И	cosφ/ tgφ	Средняя нагрузка		n _Э	K _М	Расчётная нагрузка			I _Р , А
			Одного ЭП P _{Н,МАКС} кВт	Всех ЭП P _Н , кВт				P _С , кВт	Q _С , квар			P _Р , кВт	Q _Р , квар	S _Р , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ЦЕХ II/1 ТП 221															
РП 152	Троллейная линия № 3	1	15	15	0,1		0,5/1,73	1,5	2,6	1	4	6	2,86	6,459	
Итого по ШМА 221/1:		11	1÷100	668,4	0,54	>3		359,34	271,32	11	1,3	467,14	271,32	540,2	0,779
ШМА 221/9	ЦСУ 3,4	2	202	404	0,75		0,85/0,62	303	187,9						
РП 20	ШВ 1	1	100	100	0,55		0,85/0,75	55	41,25						
РП 21	Возд. завеса В31,5	1	7,5	7,5	0,55		0,85/0,75	4,125	3,09						
РП 21	ШВ 4	1	40	40	0,55		0,85/0,75	22	16,5						
РП 21	Голтовочн. бар.	1	29,5	29,5	0,7		0,7/1,02	20,65	21,06						
Итого по РП 21:		2	29,5÷40	69,5	0,6	<3		42,65	37,56	2	1,6	68,24	41,415	79,82	
РП 22	ШВ 6	1	40	40	0,55		0,85/0,75	22	16,5						
РП 22	Голтовочн. бар.	1	29,5	29,5	0,7		0,7/1,02	20,65	21,06						
Итого по РП 22:		2	29,5÷40	69,5	0,6	<3		42,65	37,56	2	1,6	68,24	41,415	79,82	
РП 23	ШВ 8,10	2	40	80	0,55		0,85/0,75	44	33						
РП 23	Голтовочн. бар.	2	29,5	59	0,7		0,7/1,02	41,3	42,13						
РП 23	Воздушн. завеса	4	3	12	0,55		0,8/0,75	6,6	4,95						
РП 23	Мост.кран ПВ=25	6	81,75	490,5	0,1										
РП 23	Мост.кран ПВ=25	2	41	82	0,1										
РП 23	Троллей	2	94	188	0,1		0,5/1,73	78,5	135,03						
РП 23	Передат. тележка	2	10	20	0,1										
РП 23	ЩУ ж/д ворот	1	7,5	7,5	0,25		0,7/1,02	1,85	1,91						
Итого по РП 23:		21	3÷94	939	0,2	31		171,825	217,02	20	1,5	257,73	217,02	336,93	
Итого по ШМА 221/9:		29	3÷202	1582	0,4	67		619,25	524,4	16	1,28	792,64	524,4	950,41	1,372

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16			
	ЩСУ- 6,5	2	202	404	0,75		0,85/0,62	303	187,86									
	ЩСУО- 1	1	330	330	0,95		0,9/0,484	313,5	151,73									
Итого по ТП 221:		58	10÷330	3146,9	0,65	>3	0,8/0,7	2051,84	1438,48	20	1,12	2298	1438,48	2711,15				
ТП 222																		
ШМА 222/2 РП 61	ЗЩСУО	1	65	65	0,3		0,95/0,33	19,5	6,435									
	ЗЩСУФ	1	42	42	0,25		0,7/1,02	10,5	10,71									
	130 ШВ 1;2	7	13	91	0,55		0,8/0,75	85,53	64,144									
	129 ШВ (1÷9)	5	6,7	3,5	0,55													
	129 ШВ (10÷2)	5	6,2	31	0,55													
Освещен. тоннеля	1	1	1	0,9		0,9/484		0,436										
Итого по РП 61:		18	1÷13	156,5	0,55	>3		86,43	65,58	18	1,18	101,99	64,58	120,72				
РП 62	ЗЩСУФ	1	42	42	0,25		0,7/1,02	10,5	10,71									
	Тельфер ПВ=25%	1	0,9	0,9	0,1		0,5/1,73	0,09	0,16									
Итого по РП 62:		2	0,9÷42	42,9	0,25	>3		10,59	10,87	1	3,4	36,01	11,96	37,94				
РП 63	СРО-3	1	400	400	0,25		0,7/1,02	100	102									
	Тельфер ПВ=25%	5	0,9	4,5			0,5/1,73	0,54	0,934									
	Тельфер ПВ=25%	1	0,9	0,9	0,1													
Итого по РП 63:		7	0,9÷400	405,4	0,25	>3		100,54	102,934	2	2,9	291,6	113,2	312,8				
РП 68	151ШВ1; 152ШВ2	7	13	91			0,8/0,75	86,35	64,76									
	150ШВ1; 150ШВ2	10	6,6	66	0,55													
	Тельфер ПВ=25%	1	0,9	0,9	0,1					0,5/1,73	0,09	0,16						
Итого по РП 68:		18	0,9÷13	157,9	0,55	>3		86,44	64,92	18	1,18	101,99	64,92	120,91				
РП 69	СРО-4	1	400	400	0,25		0,7/1,02	100	102									
	Тельфер ПВ=25%	6	0,9	5,4	0,1		0,5/1,73	0,54	0,934									
Итого по РП 69:		7	0,9÷400	405,4	0,25	>3		100,54	102,934	2	2,9	291,6	113,2	312,8				
РП 74	КиПа РО-4	1	1	1	0,9		0,9/0,484	0,9	0,436									
	172 ШВ	1	10	10	0,55		0,8/0,75	5,5	4,125									
	Тельфер ПВ=25%	3	0,9	2,7	0,1		0,5/1,73	0,27	0,47									
Итого по РП 74:		5	1÷10	13,7	0,7	>3		6,67	5,028	2	1,9	12,67	5,531	13,825				

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП 78	Формовочн. маш.	2	35	70	0,3		0,75/0,88	21	18,48						
	Привод ленты сбр	2	3	6	0,2		0,5/1,73	1,2	2,076						
	Заливочн тележка	2	12	24	0,2		0,65/1,17	4,8	5,616						
Итого по РП 78:		6	3÷35	100	0,3	>3		27	26,172	6	1,88	50,76	28,79	58,356	
РП 80	Телетайп станки	5	11	55	0,16		0,5/1,73	8,8	15,224						
	175 ШВ	1	10	10	0,55		0,8/0,75	5,5	4,125						
	Тельфер ПВ=25%	2	0,9	1,8	0,1		0,5/1,73	0,18	0,31						
	Освещ. рем. базы	1	5	5	0,9		0,9/0,484	4,5	2,178						
Итого по РП 80:		9	0,9÷11	71,8	0,3	>3		18,98	21,837	2	2,6	49,35	24,02	54,885	
Итого по ШМА 222/2:		75	0,9÷400	1323,7	0,3	>3		445,89	405,561	7	1,8	802,6	446,117	918,25	1,325
ШМА 222/5 РП 50	Привод цепи разлив. конв.	1	400	400	0,25		0,7/1,02	100	102						
	Тележка SPO-1	1	12	12	0,2		0,5/1,73	2,4	4,152						
Итого по РП 50:		2	12÷400	412	0,25	>3		102,4	106,152	1	3,4	348,2	116,77	367,22	
РП 51	Тельфер ПВ=25%	4	0,9	3,6	0,1		0,5/1,73	0,36	0,62						
	Освещен тоннеля	1	1	1	0,9		0,9/0,484	0,9	0,436						
Итого по РП 51:		5	0,9÷1	4,6	0,3	<3		1,26	1,056	2	2,6	3,276	1,162	3,476	
РП 53	106 ШВ1; ШВ2	7	13	91											
	105 ШВ1	6	6,16	37	0,55		0,8/1,75	82,5	61,875						
	105 ШВ2	4	5,5	22											
	Освещен тоннеля	1	1	1	0,9		0,9/0,484	0,9	0,436						
Итого по РП 53:		18	1÷13	151	0,55	>3		83,4	62,31	18	1,18	98,412	62,31	116,5	
РП 56	116 ШВ2;1	7	13	91											
	115 ШВ2	5	6,7	33,5	0,55		0,8/0,75	83,05	62,29						
	115 ШВ1	5	5,3	26,5											
	Тельфер ПВ=25%	1	0,9	0,9	0,1		0,5/1,73	0,09	0,16						
Итого по РП 56:		18	0,9÷13	151,9	0,55	>3		83,14	62,45	18	1,18	98,1	62,45	116,3	
РП 57	РО-2 пит. линии	1	400	400	0,25		0,7/1,02	100	102						
	Тельфер ПВ=25%	6	0,9	5,4	0,1		0,5/1,73	0,54	0,93						
	150 ШВ3	4	4	16	0,55		0,8/0,75	8,8	6,6						
	Освещен тоннеля	1	0,5	0,5	0,9		0,9/0,484	0,45	0,2178						
Итого по РП 57:		12	0,5÷400	421,9		>3		109,79	109,75	2	2,6	285,5	109,75	305,83	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ШМА 222/12	Г ЦСУН	1	135	135	0,65			87,75	65,81						
	Вентиляторы	12	11	132			0,8/0,75								
	12 ШВ;13 ШВ	12	10	120	0,55			138,6	103,95						
	П-29А; П-29 Б	2	202	404	0,75		0,85/0,62	303	187,86						
Итого по ШМА 222/12:		27	10÷202	791	0,7	>3		529,35	357,62	8	1,2	635,22	393,4	747,2	1,079
ШМА 222/15	АВР блока печей	1	990	990	0,25		0,7/1,02	247,5	252,45						
	ЦСУН	1	135	135	0,65		0,0/0,75	87,75	65,81						
	Бегуны	1	20	20	0,6			12	9						
	РП 26 ТельферыПВ=25%	2	0,9	1,8	0,1		0,5/173	0,18	0,31						
Итого по РП 26:		3	0,9÷20	21,8	0,55	>3		12,18	9,31	1	3,4	41,41	10,24	42,66	
Итого по ШМА 222/15:		5	0,9÷990	1146,8	0,3	>3		347,43	327,57	2	2,6	903,32	360,33	972,53	1,404
Итого по ТП 222:		166	0,9÷990	4534,9	0,4	>3		1781,66	1467,7	9	1,47	2619	1614,47	3076,63	
ТП 223															
ШМА 223/1	ЦСУ 9;10	2	202	404	0,75		0,85/0,62	303	187,88						
	50ЩА; 51ЩА	2	200	400			0,7/1,02								
	52ЩА	1	315	315	0,25			178,75	182,33						
РП 39	ЩУ СПО-3,4,2,1	4	54,3	217,2	0,25		0,7/1,02	54,3	55,39	4	2,4	130,32	60,93	143,86	
Итого по ШМА 223/1:		7	54,3÷315	932,2	0,25	>3		233,05	237,72	6	2,1	489,4	261,5	554,9	0,801
ШМА 223/9	ША 53; СПО-2	1	320	320			0,7/1,02								
	ЩА 54;55;56	3	200	600	0,25			230	234,6						
РП 38	Тельфер ПВ=25%	1	0,9	0,9	0,1		0,5/1,73	0,09	0,156	1	3,4	0,306	0,17	0,351	
Итого по ШМА 223/9:		5	0,9÷320	920,9	0,25	>3		230,09	234,756	5	2,21	508,5	258,12	570,3	0,823
ШМА 223/12	ШВ110;133;135;	6	100	600											
	136;174;176	4	5,5	22	0,55		0,8/0,75	436,7	327,53						
	ШВ111;134;137;135	2	75	150											
	ШВ 132;173	4	5,5	22											
	Крышные вент.	7	0,9	6,3	0,1		0,5/1,73	0,63	1,09						
РП 52	Тельфер ПВ=25%	1	5	5	0,9		1/-	4,5	-						
Освещение															
Итого по РП 52:		8	0,9÷5	11,3	0,45			5,13	1,09	5	1,7	8,72	1,2	8,8	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ТП 224															
ШМА 224/1	ЩСУ 11;12;13;14	4	202	808			0,85/0,62	684,75	424,55						
	23 ЩСУ	1	105	105	0,75										
	ША 87	1	390	390			0,7/1,02	247,5	252,45						
	ША 82;83;84	3	200	600	0,25										
РП 47	СРО-4	1	12	12	025		0,7/1,02	3	3,06	1	3,4	10,2	3,366	10,74	
Итого по ШМА 224/1:		5	12÷390	1002	0,25	>3		250,5	255,51	5	2,24	561,12	281,061	627,58	0,906
ШМА 224/9	ША 79;80;85	3	200	600			0,7/1,02	247,5	252,45						
	ША 81	1	390	390	0,25										
РП 58	Тельфер ПВ=25%	4	0,9	3,6	0,1		0,5/1,73	0,36	0,623	4	3,43	1,235	0,6853	0,412	
Итого по ШМА 224/9:		8	0,9÷390	993,6	0,25	>3		247,86	253,1	2	2,9	718,8	278,41	770,84	1,113
Итого по ТП 224:		18	0,9÷390	2908,6	0,4	>3		1183,11	933,2	15	1,3	1538,1	933,2	1799	
ТП 225															
ШМА 225/1	ЩСУО-4	1	200	200			0,9/0,484								
	РП-11	1	80	80	0,75		0,85/0,62	210	101,64						
	ЩСУ 29,30,31	3	202	606	0,75			454,5	281,8						
	Станки рем.базы	2	10	20	0,16		0,5/1,73	3,2	5,54						
Итого по ШМА 225/1:		5	10÷202	626	0,7	>3		457,7	287,34	1	1,65	755,2	316,1	818,7	1,182
ШМА 225/2	5 РП	1	140	140											
	4 РП	1	42	42											
	3 РП	1	118	118	0,53		0,87	297,86	168,9						
	2 РП	1	139	139			0,567								
	1 РП	1	123	123											
Итого по ШМА 225/2:		5	42÷140	562	0,53	>3		297,86	168,9	5	1,57	467,64	185,79	503,2	0,726
ШМА 225/9	ШВ 86	1	200	200	0,25										
	РП 32	1	7	7			0,7/1,02	51,75	52,8						
	РП 48	1	60	60	0,17		0,75/0,88	15	13,2						
	РП43	1	60	60			0,5/1,73	10,2	17,65						
РП 54	Сушил. Печь	2	20,1	40,2	0,6		0,92 0,426	24,12	10,275	2	1,8	43,416	11,3	44,86	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП 66	ШВ 140÷145	6	13	78	0,55		0,8/0,75	42,9	32,175						
	Стерж. м-а«Sutter»	1	2,2	2,2	0,58		0,81/0,72	1,276	0,924						
	Тельфер ПВ=25%	1	0,9	0,9	0,1		0,5/1,73	0,09	0,156						
Итого по РП 66:		8	0,9÷13	81,1	0,55	>3		44,27	33,255	1	1,75	77,47	36,58	85,67	
РП 67	«Sutter»	1	2,2	2,2	0,58		0,81/0,72	1,276	0,924						
	Тельфер ПВ=25%	1	0,9	0,9	0,1		0,5/1,73	0,09	0,156						
	Итого по РП 67:		2	0,9÷2,2	3,1	0,4	>3		1,366	1,08	2	2,3	3,142	1,188	3,36
РП 71	«Sutter»	2	2,2	4,4	0,58			2,55	1,848						
	Ст. м-а «Н 25-СФ»	3	7	21	0,58		0,81/0,72	12,2	8,82						
	Тельфер ПВ=25%	1	0,9	0,9	0,1		0,5/1,73	0,09	0,156						
Итого по РП 71:		6	0,9÷7	26,3	0,56	>3		14,842	10,82	6	1,44	21,37	11,9	24,461	
РП 72	ШВ 167;169;170	3	10	30	0,55		0,8/0,75	16,5	12,375						
	Ст. м-а «Hansberg»	2	20	40			0,8/0,72								
	«Sutter»	1	2,2	2,2	0,58			24,476	17,72						
	Тельфер ПВ=25%	4	0,9	3,6	0,1		0,5/1,73	0,36	0,623						
Итого по РП 72:		10	0,9÷20	75,8		>3		41,436	30,718	8	1,35	55,8	33,79	65,23	
РП 73	Ст.м.«Кр.пресня»	3	22	66	0,58			73,08	52,9						
	«Hansberg»	3	20	60			0,81/0,72								
	Тельфер ПВ=25%	1	0,9	0,9	0,1		0,5/1,73	0,09	0,156						
Итого по РП 73:		7	0,9÷22	126,9	0,6	>3		73,17	53,1	2	1,7	124,4	58,41	137,43	
РП76	«Hansberg»	4	20	80				48,95	35,44						
	«Sutter»	2	2,2	4,4	0,58		0,81/0,72								
	ШВ 177;185;146	3	13	39	0,55		0,8/0,75	21,45	16,1						
	Тельфер ПВ=25%	3	0,9	2,7	0,1		0,5/1,73	0,27	0,467						
Итого по РП 76:		12	0,9÷20	126,1	0,56	>3		70,67	52	2	1,9	134,3	57,2	145,94	
РП 77	«Красная пресня»	2	22	44											
	«Hansberg»	2	20	40	0,58		0,81/0,72	49,99	36,2						
	«Sutter»	1	2,2	2,2			0,8/0,75								
	ШВ 184;186	2	11,5	23	0,55		0,5/1,73	12,65	9,49						
	Тельфер ПВ=25%	2	0,9	1,8	0,1			0,18	0,31						
Итого по РП 77:		9	0,9÷22	111	0,57	>3		62,82	46	3	1,6	100,51	50,6	112,53	
Итого по ШМА 225/9:		70	0,9÷200	994,6	0,44	>3		441,7	346	10	1,39	613,96	346	704,75	1,017

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Итого по ТП 225:		82	0,9÷202	2462,6	0,57	>3		1407,26	903,88	24	1,14	1604,3	903,88	1841,4	
ТП 229															
ШМА 229/2	ЩСУ 7;8	2	202	404	0,75		0,85/0,62	303	187,86						
	2 ЩСУО	1	132	132	0,9		0,9/0,484	118,8	57,5						
	ШВ 42;47;59;88	4	100	400	0,55		0,8/0,75	220	165						
РП 33	40 ШВ	1	17	17											
	41 ШВ	1	10	10	0,55		0,8/0,75	14,85	11,14	2	1,89	28,07	12,254	30,625	
РП 36	45 ШВ	1	10	10											
	46 ШВ	1	17	17	0,55		0,8/0,75	14,85	11,14	2	1,89	28,07	12,254	30,625	
РП 40	58 ШВ	1	10	10											
	57 ШВ	1	17	17	0,55		0,8/0,75	14,85	11,14	2	1,89	28,07	12,254	30,625	
Итого по ШМА 229/2:		10	10÷100	481	0,55	>3		264,55	198,42	9	1,33	351,85	218,262	414,05	0,598
ШМА 229/5	92 ША	1	355	355											
	93 ША	1	90	90	0,25		0,7/1,02	111,25	113,48						
	2,3 ЩСУН	2	135	270											
	4 ЩСУН	1	48	48	0,65		0,8/0,75	206,7	155						
	90;96;95 ШВ	4	100	400	0,55		0,8/0,75	220	165						
РП 49	Осевой венгил.	1	10	10	0,55		0,8/0,75	5,5	4,125						
	ЩУ ворот № 5	1	12,5	12,5	0,25		0,7/1,02	3,125	3,34						
Итого по РП 49:		2	10÷12,5	22,5	0,4	<3		8,625	7,465	2	2,7	18,115	19,887		
Итого по ШМА 229/5:		11	10÷355		0,46	>3		546,58	440,95	7	1,47	803,47	485,05	938,53	1,355
ШМА 229/15	ШВ 43;44;48;49; 60;61;89	7	100	700	0,55		0,8/0,75	385	288,75	7	1,39	535,15	317,625	622,31	0,898
Итого по ТП 229:		31	10÷355	2902,5	0,55	>3		1617,93	1173,5	16	1,2	1941,52	1173,2	2268,6	
ЦЕХ II/2 ТП 226															
ШМА 226/1	5 ЩСУО	1	185	185	0,95		0,9/0,484	175,75	85,1						
	26 ЩСУ	1	104	104	0,75		0,85/0,62	78	48,36						
	8 РП	} столовая ЧЛК	1	128	128										
	7 РП		1	123	123	0,66		0,84	231,66	149,65					
	6 РП		1	100	100			0,646							
	1 ЩСУ		1	110	110	0,65		0,8/0,75	71,5	53,63					

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Итого по ШМА 226/1:		5	100÷128	565	0,7	<3		381,16	251,64	5	1,26	480,3	276,8	554,32	0,8
ШМА 226/9	РП 97 ША 237	1	55	55	0,45		0,75/0,88	24,75	21,78	1	1,98	49,01	23,96	54,55	
РП 87	ША 209;208	2	3,5	7	0,65		0,8/0,75	4,55	3,413	2	1,46	6,643	3,754	7,63	
РП 98	ША «Арпон»	2	20	40	0,65		0,8/0,75	26	19,5						
	Дробомёт. бараб.	2	60	120	0,24		0,7/1,02	28,8	29,4						
Итого по РП 98:		4	20÷60	160	0,34	=3		54,8	48,9	2	2,2	120,56	53,79	132,015	
РП104	ША225нажд.стан	1	80	80											
	ША 254	1	55	55	0,16		0,5/1,73	21,6	37,4						
	Кранбалка	2	3	6	0,1			0,6	1,038						
	ЩУ ворот	1	7,5	7,5	0,65		0,8/0,75	4,88	3,66						
Итого по РП 104:		5	3÷80	148,5	0,2	>3		27,08	42,098	2	3,1	83,824	46,31	95,77	
РП105	ША 257	1	18	18	0,16			2,88	4,98						
	ША 254	1	41,8	41,8	0,7		0,5/1,73	29,3	9,66						
	Кранбалка	2	55	55	0,16		0,95/0,33	8,8	15,23						
	ЩУ ворот	1	3	3	0,1		0,5/1,73	0,3	0,52						
Итого по РП 105:		4	3÷55	117,8	0,35	>3		41,28	30,39	3	2	82,56	33,42	89,071	
Итого по ШМА 226/9:		16	3÷80	488,3	0,3	>3		152,46	146,58	12	1,52	231,74	146,581	274,21	0,396
ШМА 226/12	3ЩСУ, 4ЩСУ	2	100	200	0,65		0,8/0,75	130	97,5						
	25 ЩСУ П-25	1	120	120	0,75		0,8/0,62	90	55,8	1	1,3	117	61,38	132,12	
Итого по ШМА 226/12:		3	3÷120	320	0,7	<3		220	153,3	2	1,35	297	168,63	341,53	
Итого по ТП 226:		25	3÷185	1558,3	0,6			929,37	636,62	17	1,165	1082,72	636,62		
ТП 227															
ШМА 227/5	ША 191	1	60	60	0,45		0,75/0,88	27	23,76						
	ША 213,211	2	26	52											
	ША 225	1	100	100	0,7		0,9/0,484	106,4	51,5						
	5 ЩСУН	1	135	135	0,65		0,8/0,75	87,75	62,81						
РП106	ШВ 257;259	2	55	110	0,55		0,8/0,75	60,5	45,4	2	1,89	114,345	49,94	124,77	
РП107	ШВ 263;261	2	55	110				60,5	45,4						
	ШВ 260	1	30	30	0,55		0,8/0,75								
	ШВ 262	1	17	17				25,85	19,4						
Итого по РП 107:		4	17÷55	201	0,55	>3		86,35	64,8	2	1,89	163,2	71,28	178,09	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП 83	«Аргон»	3	20	60	0,65		0,8/0,75	39	29,25	3	1,4	54,6	32,175	63,375	
Итого по ШМА 227/5:		14	17÷135	674	0,6	>3		407	280,51	10	1,26	512,82	308,561	598,5	0,864
ШМА 227/15	ЩСУ 16-18	4	202	808			0,85/0,62 0,9/0,484								
	ЩСУО 6	1	185	185	0,75			744,75	375,72						
РП 85	Нажд. станок	1	42	42	0,16		0,5/1,73	6,72	67,155						
	6 ЩСУН	1	64	64	0,65			41,6	11,63						
	ШВ 197;198	2	55	110			0,8/0,75		31,2						
	ШВ 199;200	2	40	80	0,55		0,8/0,75	104,5	78,4						
	Нажд. станок	1	11	11	0,16		0,5/1,73	1,76	3,1						
Итого по РП 85:		5	11÷55	201	0,5	>3		106,26	81,45	3	1,9	180,4	93,102	220,88	
РП 84	ШВ 194 ÷196	3	55	165											
	ШВ 193	1	40	40	0,55		0,8/0,75	112,75	84,56						
Итого по РП 84:		4	40÷55	205	0,55	<3		112,75	84,56	3	1,9	180,4	93,102	202,97	0,487
Итого по ШМА 227/15:		11	11÷64	512	0,5	>3		267,33	208,84	11	1,26	336,84	208,84	337,15	
Итого по ТП 227:		30	11÷202	2179	0,7	>3		1491,08	932,23	22	1,1	1640,2	934,23	1886,6	
ТП 228															
	ЩСУ 19,20	2	202	404	0,75		0,85/0,62 0,8/0,75	303	187,86						
	ЩСУ	1	100	100	0,7			70	52,5						
ШМА 228/1	ША 221 ^a	1	400	400	0,7		0,95/0,33 0,8/0,75	280	92,4						
	7 ЩСУН	1	48	48	0,7			33,6	25,2						
РП 91	27 ЩСУН	1	17	17	0,75		0,85/0,62	16,88	10,46						
	28 ЩСУН	1	5,5	5,5											
	ША 221	1	45	45	0,17		0,65/1,17	7,65	8,95						
	Устан-ка обраб.	2	22	44	0,16			7,04	12,18						
	Кранбалка	2	3	6	0,1		0,5/1,73	0,6	1,038						
Итого по РП 91:		5	3÷45	95	0,16	>3		15,29	22,17	2	3,5	53,515	24,387	58,81	
Итого по ШМА 228/1:		9	3÷400	565,5	0,6	>3		345,77	220,23	3	1,7	587,81	242,253	635,77	0,918
ШМА 228/9	ША 229(Kunz)	1	5,5	5,5											
	ША 270 (Kunz)	1	18	18	0,16		0,5/1,73	12,56	21,73						
РП 90	ША 219(Kunz)	1	55	55											
Итого по РП 90:		3	5,5÷55	78,5	0,16	>3		12,56	21,73	2	3,5	43,96	23,9	50,04	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП 95	ША 228(Kunz)	1	55	55	0,16		0,5/1,73	8,8	15,22						
	ШВ 230;231;232	3	40	120	0,55		0,8/0,75	66	49,5						
	7 ЩСУН	1	48	48	0,7		0,8/0,75	33,6	25,2						
Итого по РП 95:		5	40÷55	223	0,5	<3		108,4	89,92	5	1,57	170,2	98,92	196,86	
РП 96	8 ЩСУО	1	10	10	0,9		0,9/0,484	9	4,356						
	ША 239 (Kunz)	1	45	45	0,16		0,5/1,73	7,2	12,5						
Итого по РП 96:		2	10÷45	55	0,3			16,2	16,8	2	2,6	42,12	18,48	45,996	
РП102	8 ЩСУО	2	18	36	0,16										
	ША 252 (Kunz)	1	55	55			0,5/1,73	14,56	25,2						
РП103	ША 236;253	2	48,5	97	0,24		0,7/1,02	23,28	23,75	2	3,1	4,185	2,57	4,91	
РП111	ША 169	1	5	5	0,16			0,8	1,384						
	ША 170	1	1,1	1,1	0,5		0,5/1,73	0,55	0,95						
Итого по РП 111:		2	1,1÷5	6,1	0,2	>3		1,35	2,334	2	3,6	17,75	9,383	20,08	
РП114	Обруб. суппорта	1	22	22											
	Обруб. суппорта	1	7	7	0,17		0,65/1,17	4,93	8,53	7	2,48	41,08	31,515	51,77	
Итого по РП 114:		2	7÷22	29	0,17	>3		4,93	8,53	25	1,28	253,24	216,92	333,44	0,481
РП115	Нажд. станки	3	18	54		>3									
	Станки	9	5,5	49,5	0,16		0,5/1,73	16,56	28,65						
Итого по ШМА 228/9:		31	1,1÷55	683,1	0,3	>3		197,84	216,92						
ШМА 228/12	ША 210	1	125	125	0,25		0,7/1,02	31,25	31,875						
	5 ЩСУН	1	135	135	0,7		0,8/0,75	94,5	70,875						
РП 81	ША 203	1	60	60	0,45		0,75/0,88	27	23,76						
	6 ЩСУН	1	64	64	0,7			44,8	33,6						
	ША 201;5	2	10	20	0,6		0,8/0,75	12	9	2	1,6	19,2	9,9	21,6	
	ША 204	1	16	16	0,16		0,8/0,75	9,28	16,1						
РП 86	ША 205;206	2	21	42	0,16		0,5/1,73	9,28	16,1						
	Крышн. Вентил.	6	505	33	0,55		0,8/0,75	18,15	13,61						
	Кранбалка 1 ⁶	1	3	3	0,1		0,5/1,73	0,3	0,52						
Итого по РП 86:		10	3÷21	94	0,3	>3		27,73	30,23	9	1,65	45,75	33,253	56,56	
РП 89	ША 216	1	5	5		<3									
	ША 218	2	2	4	0,16		0,5/1,73	1,44	2,49	2	3,5	5,04	2,739	5,74	
РП 93	ША 226	1	5	5	0,16	<3	0,5/1,73	0,8	1,384	1	3,7	2,96	1,52	3,33	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
РП 94	Kunz(нажд.стан.) ЩСУФ 6;7	1	99	99	0,16		0,5/1,73 0,7/1,02	15,84	27,4							
		2	42	84	0,25			21	21,42							
Итого по РП 94:		3	42÷99	183	0,2	<3		36,84	48,82	2	3,1	114,2	53,7	126,2		
РП 99	ШВ 240;241	2	55	110	0,55	<3	0,8/0,75	60,5	45,4	2	1,89	114,35	49,94	124,78		
РП100	}нажд. }станки ША 244 ША 245 ША 246 ША 243	1	15	15		>3	0,5/1,73									
		3	4	12	0,16			4,32	7,47	3	3,35	14,47	8,217	16,64		
		4	4	16		>3										
		2	55	110	0,16			0,5/1,73	20,16	34,88	3	3,35	67,54	38,4	77,68	
РП109	Нажд. станок Kunz(нажд.стан.) ША 264 Нажд. станок Нажд. станок Нажд. станок ШВ 267 ШВ 268	1	52,5	52,5												
		2	4	8												
		1	55	55	0,16		0,5/1,73	23,28	40,3							
		1	30	30												
		1	55	55												
		1	40	40	0,55		0,8/0,75	52,25	39,2							
Итого по РП 109:		7	4÷55	240,5	0,3	>3		75,63	79,5	7	1,8	136,13	87,45	161,8		
РП113	Нажд. станок Суппорт	1	3	3	0,16		0,5/1,73	0,48	0,83							
		1	55	55	0,14			7,7	13,32							
Итого по РП 113:		2	3÷55	58	0,14	>3	0,5/1,73	8,18	14,15	1	3,8	31,084	15,565	34,76		
РП112	ША 273 (Kunz) Кранбалка 104 ^а	3	18	54	0,16		0,5/1,73	8,64	14,95							
		1	3	3	0,1			0,3	0,52							
Итого по РП 112:		4	3÷18	57	0,16	>3		8,94	15,5	3	3,35	29,95	17,05	34,46		
Итого по ШМА 228/12:		50	3÷135	1390,1	0,3	>3		469,41	466,85	21	1,34	629	466,85	783,33	1,131	
Итого по ТП 228:		93	1,1÷400	3142,7	0,44	>3		1386,02	1144,36	16	1,2	1801,83	1144,36	2134,51		
Итого по ЦЕХУ II/1:		406		19125,3	0,5	>3		9305,22	6947,76	19	1,2	11166,3	7094,53	13151,3		
Итого по ЦЕХУ II/2:		148		6880	0,55	>3		3806,4	2713,21	34	1,14	4339,4	2713,21	5117,8		
На расширение произв.		-										4500	2835	5318,57		
Итого по нагрузке 0,4 кВ		454		26005,3	0,5			13111,69	9660,97			19840,68	13642,74	24077,5	33,79	
Итого по корпусу №20 с учетом нагрузки 10 кВ		70	200÷12600	159593,8	0,5			79796,9	43281,9	11	1,28	102140	43281,9	110932	6,38	