

НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ИНЖЕНЕРНЫЙ ИНСТИТУТ

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ**

Методические указания к лабораторно-практическим работам

Новосибирск 2017

УДК 658.26(0765)

Кафедра техносферной безопасности и электротехнологий

Составитель канд. техн. наук, доц. Н.П. Гужов

Рецензент канд. техн. наук, доц. Е.И. Гаршина

Электроснабжение: метод. указ. к лабораторно-практическим работам/  
Н. П. Гужов. Новосиб. гос. аграр. ун-т. Инженерный ин-т. – Новосибирск,  
2017.- 42с.

Включает в себя 7 лабораторных работ. Представляет собой комплексное изучение режимов работы типовой системы электроснабжения. При этом результаты предшествующих работ используются для проведения последующих.

Предназначены для студентов очной и заочной форм обучения по направлению подготовки 35.03.06 Агроинженерия (профиль Электрооборудование и электротехнологии в агропромышленном комплексе).

Утверждены и рекомендованы к изданию учебно-методическим советом Инженерного института (протокол № 8 от 28 марта 2017 г.).

© Новосибирский государственный  
аграрный университет, 2017  
© Инженерный институт, 2017

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ОПИСАНИЕ ЛАБОРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ.....	4
Лабораторная работа № 1. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ, ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	9
Лабораторная работа № 2. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЦЕХОВОЙ ПОДСТАНЦИИ .....	14
Лабораторная работа № 3. ИССЛЕДОВАНИЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ .....	17
Лабораторная работа № 4. АНАЛИЗ И РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....	21
Лабораторная работа № 5. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	26
Лабораторная работа № 6. ИССЛЕДОВАНИЕ И КОМПЕНСАЦИЯ ВЫСШИХ ГАРМОНИК ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.....	33
Лабораторная работа № 7. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОМЕХ ПО ЭЛЕКТРОПИТАНИЮ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.....	37
Библиографический список .....	41

## ОПИСАНИЕ ЛАБОРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ

Лабораторная установка является физической моделью системы электроснабжения предприятия (СЭСП) и предназначена для учебной работы студентов. На установке моделируется суточный цикл работы СЭСП.

Мнемосхема установки, представленная на её лицевой панели, включает в себя следующие элементы типовой СЭСП (рис. 1):

1) главную понизительную подстанцию (ГПП) 110/10 кВ, состоящую из трансформаторов Т1 и Т2 номинальной мощностью по 10000 кВ·А и распределительного устройства (РУ) 10 кВ. При работе установки имеется возможность ручного или автоматического по времени суток переключения анцапф регулятора под нагрузкой (РПН) трансформатора Т2 с целью изменения напряжения в узлах системы электроснабжения;

2) цеховую трансформаторную подстанцию 10/0,4 кВ с трансформаторами Т3 и Т4 номинальной мощностью по 1000 кВ·А. Трансформатор Т4 оснащен устройством переключения отпаек без возбуждения (ПБВ);

3) синхронный электродвигатель СТД-10-1250, имеющий ручную регулировку возбуждения, с помощью которой изменяется его компенсирующая способность;

4) батареи силовых конденсаторов на номинальные напряжения 10,5 кВ (БК1 и БК2) и 0,4 кВ (БК3 и БК4). При работе установки имеется возможность ручного или автоматического по времени суток включения и отключения батарей. Мощность батарей задаётся тумблерами, расположенными под их мнемосимволами на лицевой панели;

5) распределительный пункт РП в цеховой сети 380/220 В, к которому подключена нелинейная нагрузка (НН), вызывающая появление высших гармоник напряжения на шинах РП;

6) фильтрокомпенсирующее устройство (ФКУ), предназначенное для уменьшения уровня высших гармоник напряжения на шинах РП.

На мнемосхеме размещены следующие измерительные приборы:

$V_1$  – щитовой киловольтметр для измерения напряжения со стороны высокого напряжения трансформатора ГПП Т2 (на линии раздела балансовой принадлежности сетей);

$V_2$  – киловольтметр для контроля напряжения на шинах РУ 10 кВ ГПП;

$V_3$  – вольтметр для контроля напряжения на шинах РУ 0,4 кВ цеховой ТП;

$A_1 - A_8$  – щитовые амперметры для контроля токов в моделируемой сети.

Шкалы всех амперметров и вольтметров на лицевой панели лабораторной установки проградуированы в действительных величинах. Эти приборы используются для визуального контроля параметров режима работы моделируемой системы. Параметры моделируемых элементов приведены в табл. 1.

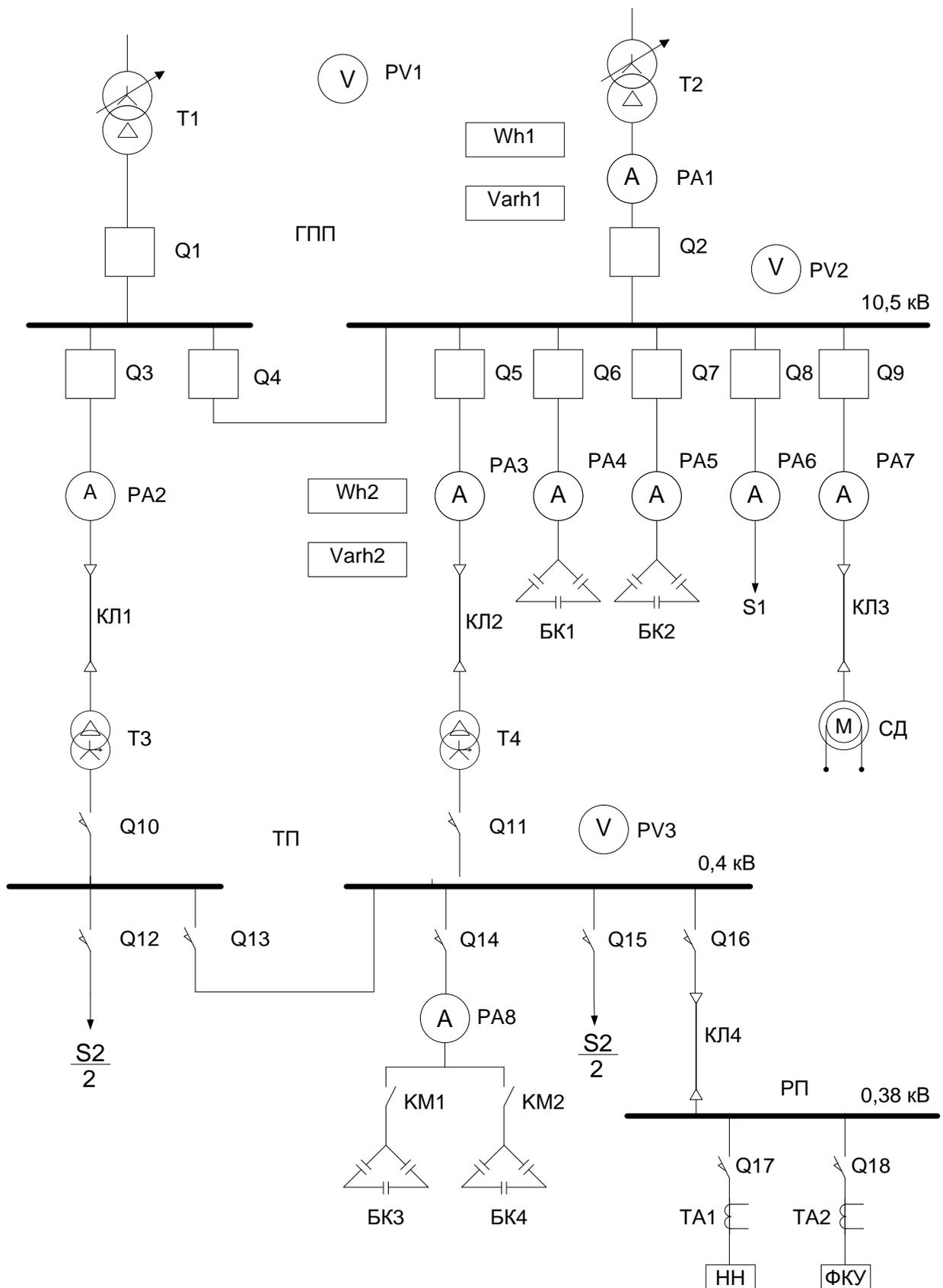


График нагрузки  $S_2$  цеховой ТП моделируется для производственного цеха, работающего в односменном режиме работы. Он программно задан и всегда один и тот же для конкретной установки (на разных установках эти графики отличаются). Остальные потребители промышленного предприятия представлены обобщенной нагрузкой  $S_1$ , присоединенной к шинам распределительного устройства 10 кВ ГПП, график которой также постоянен и задан программно. Нагрузка синхронного электродвигателя, подключенного к шинам РУ 10 кВ ГПП, неизменна во времени.

В моделируемой сети 380/220 В представлен один из распределительных пунктов РП с нелинейной нагрузкой (однофазный выпрямитель), которая искажает кривую напряжения. Для компенсации высших гармоник установлено фильтрокомпенсирующее устройство ФКУ, которое подключается моделируемым автоматом, расположенном на лицевой панели. Здесь также расположены клеммные гнезда для подключения осциллографа с целью контроля кривых напряжения на шинах РП и токов в цепях нелинейной нагрузки и ФКУ.

Таблица 1

Параметры моделируемой системы электроснабжения

Обозначение на мнемосхеме (рис. 1)	Тип	Номинальное напряжение, кВ	Параметры
Т1, Т2	ТДН-10000/110	115/11	$S_H = 10000$ кВ·А, $\Delta P_{XX} = 27$ кВт, $\Delta P_{K3} = 74$ кВт, $U_K = 10,5$ %, $I_{XX} = 0,9$ %, ступени РПН: +5 %, +2,5 %, 0, -2,5 %, -5 %
Т3, Т4	ТМЗ-1000/10	10/0,4	$S_H = 1000$ кВ·А, $\Delta P_{XX} = 2,4$ кВт, $\Delta P_{K3} = 12,2$ кВт, $U_K = 5,5$ %, $I_{XX} = 2$ %, ступени ПБВ: +5 %, +2,5 %, 0, -2,5 %, -5 %. $T_0 = 1,5$ ч, $\nu_\theta = 55$ °С
БК1, БК2		10,5	$Q_H = 4 \times 300 = 1200$ квар
БК3, БК4	УКМ-0,4	0,4	$Q_H = 3 \times 105 = 315$ квар
Кабель к Т4	АСБ-10(3x50)	10	$I_{дд} = 140$ А, $r_0 = 0,62$ Ом/км, $x_0 = 0,04$ Ом/км, $L = 1$ км, $T_0 = 15$ мин, $\nu_\theta = 45$ °С
СД	СДН-10-1250	10	$P_H = 1250$ кВт, $\cos \varphi_H = 0,9$ , $K_3 = 0,8$
ФКУ		0,4	Фильтр 3-й гармоники

Все органы управления лабораторной установкой расположены на лицевой панели. В нижнем правом углу панели установлен автомат включения питания. Возле изображения коммутационных аппаратов установлены кнопки включения и отключения этих аппаратов. Сигнальные светодиоды указывают положение коммутационного аппарата. Активная и реактивная энергия в цепях трансформаторов Т2 и Т4 измеряется электронными счетчиками, установленными внутри лабораторного стенда. Счетчики имеют импульсные выходы, которые соединены с соответствующими электромагнитными счетчиками импульсов и с входными цепями контроллера. Рядом с мнемосимволом трансформатора Т2 расположены кнопки переключения анцапф РПН и сигнальные светодиоды.

Тумблеры «Мощность БК» и переключатель «Реактивная мощность СД» предназначены для задания величины генерируемой реактивной мощности конденсаторных батарей и синхронного электродвигателя соответственно. Переключателем «Отпайка Т4» устанавливается положение ПБВ трансформатора Т4.

В правой верхней части лицевой панели расположены органы управления режимами работы лабораторной установкой: счетчик получасовых интервалов – для контроля модельного времени суток; кнопка «Пуск» – для запуска установки в автоматический режим работы; кнопка «Останов» – для фиксации какого-либо состояния режима работы установки; кнопка «Сброс» – для возврата установки в исходное состояние; переключатель «Работа-Программирование» – для перевода лабораторной установки в то или иное состояние; кнопка «Программирование» – для поинтервального программирования установки; переключатель «Автоматическое-Ручное» – для задания режима работы установки. В лабораторной установке возможно автоматическое по времени суток переключение РПН трансформатора Т2 в соответствии с задаваемой программой, а также включение и отключение трансформатора Т3 и конденсаторных батарей БК1, БК2, БК3, БК4.

Лабораторная установка имеет два режима работы:

1. При включении питания – режим подготовки. В этом режиме задают начальное состояние лабораторной установки и программируют контроллер: устанавливают по времени суток режим работы устройства РПН трансформатора Т2, состояние трансформатора Т3 и конденсаторных батарей БК1, БК2, БК3, БК4.

2. При нажатии кнопки «Пуск» начинается процесс автоматической работы лабораторной установки.

Электрическая нагрузка для системы электроснабжения реализована в виде высоковольтной – присоединенной к РУ 10 кВ главной понизительной подстанции, и низковольтной – присоединенной к РУ 0,4 кВ цеховой ТП. За 12 минут реального времени при управлении моделью контроллером реализуется суточный режим работы электрифицированного технологического процесса производственного цеха и промышленного предприятия в целом в виде 48 среднеинтервальных значений активной и реактивной мощности.

Контроллер сопряжен с компьютером, на который выводится мнемосхема, с изображением оперативного состояния электрических аппаратов, и численные значения среднеинтервальных активных и реактивных нагрузок, а так же напряжений на шинах РУ 10кВ, РУ 0,4кВ и тока в линии, идущей к цеховой ТП.

По окончании суточного цикла лабораторная установка автоматически возвращается в исходный режим. При необходимости установку можно принудительно вернуть в исходный режим нажатием кнопки «Сброс».

Масштабы всех измеряемых величин приводятся в виде паспорта лабораторной установки.

## Лабораторная работа № 1

### ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ, ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

#### 1.1. Цель работы

Изучение конструкции лабораторной установки и принципа её работы. Оценка параметров моделируемой системы электроснабжения. Исследование режимов электропотребления и оценка потерь электроэнергии в системе электроснабжения на суточном интервале времени.

#### 1.2. Теоретические сведения

Паспортные характеристики моделируемых элементов системы электроснабжения приведены в табл. 1. При расчете режимов работы системы электроснабжения используются сопротивления её элементов, которые рассчитываются по следующим выражениям:

- для линии электропередачи

$$R = r_0 L, \quad X = x_0 L;$$

- для трансформатора

$$Z_{mp} = \frac{U_{кз\%}}{100} \frac{U_n^2}{S_{mp}}, \quad R_{mp} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{mp}^2} \frac{U_n^2}{S_{mp}}, \quad X_{mp} = \sqrt{Z_{mp}^2 - R_{mp}^2}.$$

На суточных интервалах времени значения параметров режимов работы СЭСП принято представлять в форме суточных графиков полного тока ( $I(t)$ ), активной, реактивной и полной мощности ( $P(t)$ ,  $Q(t)$ ,  $S(t)$ ), осредненных на последовательных интервалах одинаковой длины (30 или 60 минут).

Для решения некоторых практических задач вместо графиков электрической нагрузки используются их числовые характеристики:

- Среднее значение на интервале  $T$

$$I_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_i,$$

где  $n$  – число одинаковых интервалов осреднения (ступенек) на графике  $I(t)$ ;  $i$  – номер интервала осреднения на графике  $I(t)$ ;  $I_i$  – величина  $i$ -й ступеньки графика  $I(t)$ ;

- Среднеквадратическое или эффективное значение нагрузки на интервале  $T$

$$I_{ск} = I_{эф} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_i^2};$$

- Дисперсия нагрузки на интервале  $T$

$$\sigma_I^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (I_i - I_{cp})^2;$$

- Коэффициент максимума нагрузки

$$K_{\max} = \frac{I_{\max}}{I_{cp}} \geq 1;$$

- Коэффициент формы графика

$$K_{\phi} = \frac{I_{ck}}{I_{cp}} \geq 1;$$

- Коэффициент заполнения

$$K_{зан} = \frac{I_{cp}}{I_{\max}} \leq 1;$$

- Коэффициент равномерности

$$K_p = \frac{I_{\min}}{I_{\max}} \leq 1.$$

В частном случае, если  $I_t = const$ ,

$$K_{\max} = 1, K_{\phi} = 1, I_{\phi} = I_{cp} = I_{\max} = I_{\min}.$$

Потери активной мощности в трехфазной линии электропередачи при симметричной нагрузке и без учета поперечной составляющей (потери на корону) определяются по выражению

$$\Delta P_{Л} = 3I^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R.$$

Потери активной мощности в трансформаторах оцениваются по их паспортным характеристикам

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} k_3^2 = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \frac{S^2}{S_{HT}^2},$$

где  $\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_{кз}$  – потери холостого хода и короткого замыкания;  $S_{HT}$  – номинальная мощность трансформатора;  $k_3$  – коэффициент загрузки трансформатора.

Потери активной электроэнергии в линии электропередачи можно получить путем интегрирования потерь мощности в интервале времени  $T$

$$\begin{aligned} \Delta W_{a.Л} &= \int_0^T 3I_t^2 R dt = 3R \int_0^T I_t^2 dt = 3R \frac{T}{T} \int_0^T I_t^2 dt = 3RT I_{ck}^2 = \\ &= 3RT (k_{\phi} I_{cp})^2 = 3RT (I_{cp}^2 + \sigma_I^2) \end{aligned}$$

По аналогии потери активной электроэнергии в трансформаторах определяются как

$$\begin{aligned}
W_{aT} &= \int_0^T (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \frac{I_t^2}{I_{HT}^2}) dt = \Delta P_{xx} T + \Delta P_{кз} \frac{1}{I_{HT}^2} \frac{T}{T} \int_0^T I_t^2 dt = \\
&= \Delta P_{xx} T + \Delta P_{кз} \frac{T}{I_{HT}^2} (I_{cp}^2 + \sigma_I^2)
\end{aligned}$$

Потери реактивной мощности в линиях электрической сети определяются аналогично потерям активной мощности только с учетом реактивного сопротивления линии

$$\Delta Q_{Л} = 3I^2 X = \frac{S^2}{U^2} X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X,$$

где  $X = X_0 L$  – реактивное сопротивление линии, определяемое по удельному (погонному) сопротивлению и длине.

Потери реактивной мощности в трансформаторе состоят из потерь на намагничивание, которые практически не зависят от нагрузки, и потерь, обусловленных потоками рассеяния, которые находятся в зависимости от нагрузки трансформатора

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{xx} + \Delta Q_{кз} k_3^2.$$

Величины  $\Delta Q_{xx}$ ,  $\Delta Q_{кз}$  определяются по паспортным данным по выражениям

$$\begin{aligned}
\Delta Q_{xx} &= \sqrt{\left(\frac{I_{xx} S_{HT}}{100}\right)^2 - \Delta P_{xx}^2} \approx \frac{I_{xx} S_{HT}}{100}, \\
\Delta Q_{кз} &= 3I_{HT}^2 X_T \approx \frac{U_{кз} S_{HT}}{100},
\end{aligned}$$

где  $I_{xx}$  – ток холостого хода трансформатора, %;  $U_{кз}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;  $I_{HT}$  – номинальный ток трансформатора;  $X_T$  – реактивное сопротивление трансформатора.

### 1.3. Порядок выполнения работы

1.3.1. Изучить конструкцию лабораторной установки. Рассчитать сопротивления линии электропередачи и трансформаторов Т2 и Т4.

1.3.2. Подготовиться к регистрации графиков активных и реактивных нагрузок для этого заготовить табл. 3 в двух экземплярах (для трансформаторов Т2 и Т4).

1.3.3. Включить установку и подготовить её для регистрации текущих параметров режима работы моделируемой СЭСП на суточном интервале времени: включить трансформатор Т4, обобщенную нагрузку  $S_1$  на шинах РУ 10,5 кВ ГПП, синхронный электродвигатель; отключить трансформатор Т3, конденсаторные батареи БК1, БК2, БК3, БК4, а также фильтрокомпенсирующее устройство ФКУ; установить РПН трансформатора Т2 и ПБВ трансформатора Т4 в нулевое положение.

1.3.4. Установить переключатель «Работа-Программирование» в положение «Программирование», а переключатель «Автоматическое-Ручное» в положение «Ручное» и нажимая последовательно кнопку «Программирование» запрограммировать

установленное положение лабораторной установки на всех 48 получасовых интервалах времени.

Таблица 3  
Регистрация и расчет текущих параметров режима работы СЭСП  
на суточном интервале времени для трансформатора Т2(Т4)

Номер полу- часа	Показания счетчиков				Графики нагрузки			
	Активного		Реактивного		Р, кВт	Q, квар	S, кВ·А	I, А
	Показания	Разность	Показания	Разность				
0								
1								
2								
·								
·								
·								
48								
Среднее значение								
Среднеквадратическое отклонение								

1.3.5. Перевести переключатель «Работа-Программирование» в положение «Работа», а переключатель «Автоматическое-Ручное» в положение «Автоматическое» и нажимая кнопку «Сброс» установить счетчик интервалов времени в нулевое показание.

1.3.6. Включить компьютер и загрузить программу «ScadaSES», после чего на экране монитора появится изображение мнемосхемы лабораторной установки.

1.3.7. Запустить установку нажатием кнопки «Пуск» и произвести считывание и запись показаний счетчиков активной и реактивной энергии для трансформаторов Т2 и Т4 в моменты перехода счетчика интервалов времени на новые значения. Другим вариантом получения информации для построения графиков нагрузки является считывание разности показаний указанных счетчиков с компьютера после завершения моделируемого (суточного) цикла работы установки.

1.3.8. Рассчитать графики активной, реактивной и полной мощности путем умножения разности показаний счетчиков на соответствующие масштабные коэффициенты, указанные в паспорте лабораторного стенда. Рассчитать графики тока со стороны обмоток напряжением 10 кВ трансформаторов Т2 и Т4.

1.3.9. Построить графики нагрузки, вычислить средние значения и среднеквадратические отклонения токовой нагрузки.

1.3.10. Рассчитать потери электроэнергии за сутки в трансформаторах Т2, Т4 и кабельной линии электропередачи (в киловатт-часах и в процентах от передаваемой за сутки энергии). В величине потерь выделить составляющую, обусловленную неравномерностью графиков нагрузки.

1.3.11. Оформить отчет по лабораторной работе.

#### **1.4. Контрольные вопросы**

- 1.4.1. Что такое электрическая нагрузка?
- 1.4.2. Каковы причины изменчивости параметров режимов работы систем электроснабжения во времени?
- 1.4.3. Как представляется суточный график электрической нагрузки, его числовые характеристики?
- 1.4.4. Какие потери имеются в трансформаторах и от чего они зависят?
- 1.4.5. Как рассчитываются сопротивления элементов систем электроснабжения?
- 1.4.6. Как определяются потери электроэнергии в электрических сетях?
- 1.4.7. Неравномерность режимов электропотребления осложняет и ухудшает работу систем электроснабжения. Почему?

## Лабораторная работа № 2 ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЦЕХОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

### 2.1. Цель работы

Изучение метода расчета и способа реализации экономически целесообразного режима работы двухтрансформаторной подстанции.

### 2.2. Теоретические сведения

Для двухтрансформаторной подстанции (рис. 2) с одинаково загруженными трансформаторами потери мощности определяются по выражению

$$\Delta P(t) = 2 \Delta P_{XX} + 2 \Delta P_{KЗ} K_3^2(t), \quad (2.1)$$

где  $\Delta P_{XX}$ ,  $\Delta P_{KЗ}$  – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора (паспортные характеристики трансформатора),

$K_3(t) = \frac{S(t)}{2S_{HT}}$  – коэффициент загрузки трансформаторов,  $S_{HT}$  – номинальная

мощность трансформатора,  $S(t)$  – нагрузка подстанции.

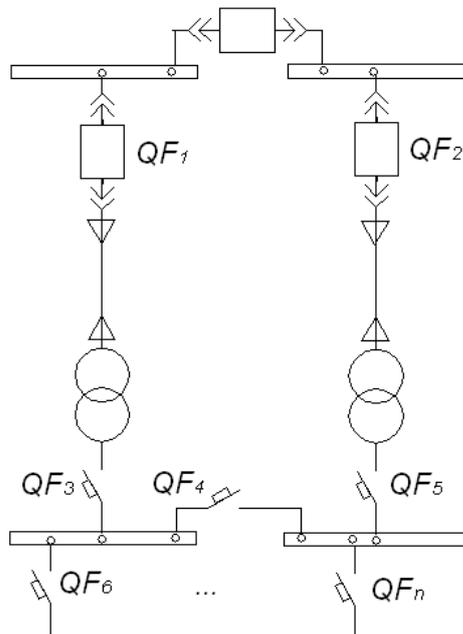


Рис. 2. Схема цеховой ТП

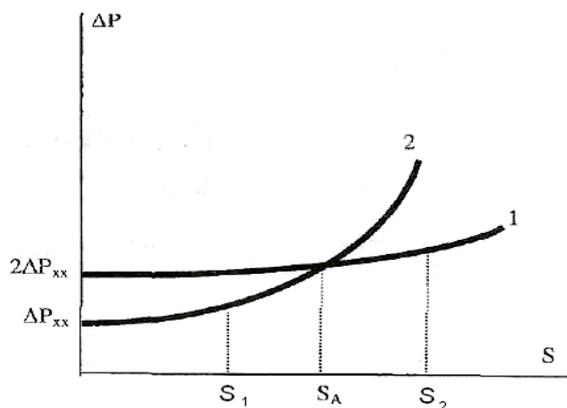
При работе одного трансформатора потери мощности для нагрузки  $S(t)$

$$\Delta P(t) = \Delta P_{XX} + \Delta P_{KЗ} K_3^2(t), \quad (2.2)$$

где коэффициент загрузки равен  $K_3(t) = \frac{S(t)}{S_{HT}}$ .

Зависимости (2.1) и (2.2) потерь мощности в трансформаторах от нагрузки показаны на рис. 3. Пересечение кривых 1 и 2 соответствует нагрузке, при которой потери мощности в двух трансформаторах равны потерям при работе одного трансформатора.

Рис. 3. Зависимости трансформатора от



потерь мощности в нагрузке.

Величину  $S_A$  можно вычислить, приравняв правые части выражений (2.1) и (2.2)

$$2\Delta P_{xx} + 2\Delta P_{кз} \left( \frac{S_A}{2S_{HT}} \right)^2 = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \left( \frac{S_A}{S_{HT}} \right)^2.$$

Опуская промежуточные преобразования, получим

$$S_A = S_{HT} \sqrt{\frac{2\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}}. \quad (2.3)$$

Таким образом, при передаче через подстанцию нагрузки, изменяющейся в диапазоне  $S(t) < S_A$  целесообразно в работе держать один трансформатор, а при  $S(t) > S_A$  — два.

### 2.3. Порядок выполнения работы

2.3.1. Рассчитать величину  $S_A$  для цеховой подстанции по выражению (2.3) и нанести её на график полной мощности ТП, построенный в предыдущей работе.

2.3.2. По графику полной мощности ТП определить моменты времени включения и отключения трансформатора ТЗ.

2.3.3. Запрограммировать на лабораторной установке характер суточного режима работы трансформатора ТЗ.

2.3.4. Перевести лабораторную установку кнопкой «Сброс» в нулевое состояние по счетчику интервалов времени. Включить компьютер и загрузить его программой связи с контроллером «ScadaSES».

2.3.5. Запустить моделируемый суточный цикл установки нажатием кнопки «Пуск». Следить за правильностью реализации намеченного режима работы цеховой ТП.

2.3.6. После завершения работы лабораторной установки (при моделировании суточного режима работы цеховой подстанции) считать из компьютера график тока трансформатора Т4 и перевести его в именованные единицы, умножая все значения на соответствующий коэффициент по паспорту стенда.

2.3.7. Построить суточный график нагрузки по току для трансформатора Т4, осредненный на последовательных получасовых интервалах времени.

2.3.8. Рассчитать потери электроэнергии в трансформаторе Т4 по расчетным выражениям, приведенным в предыдущей работе.

2.3.9. Оценить экономию электроэнергии, полученную за счет реализации экономически целесообразного режима работы ТП по отношению к режимам с постоянной работой одного трансформатора (значение этих потерь получены в предыдущей работе) и с постоянной работой двух трансформаторов.

2.3.10. Оформить отчет по лабораторной работе.

#### **2.4. Контрольные вопросы**

2.4.1. Каков принцип реализации экономически целесообразного режима работы двухтрансформаторной подстанции?

2.4.2. Физический смысл потерь холостого хода и потерь короткого замыкания в трансформаторах.

2.4.3. Как конструктивно можно уменьшить потери холостого хода и потери короткого замыкания в трансформаторах?

2.4.5. Какова последовательность оперативных переключений при переходе подстанции с однитрансформаторного режима работы на двухтрансформаторный и наоборот (пояснить по схеме на рис. 2)?

2.4.6. Как отразится на реактивных потерях в трансформаторах ТП реализация экономически целесообразного режима?

2.4.7. Как оцениваются потери электроэнергии в трансформаторах на годовом интервале времени?

### Лабораторная работа № 3

## ИССЛЕДОВАНИЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ

### 3.1. Цель работы

Исследование процесса нагрева электрического кабеля и трансформатора при изменяющейся во времени нагрузке и определение их расчетных нагрузок.

### 3.2. Теоретические сведения

Протекание тока нагрузки по элементу электрической сети приводит к его нагреву в результате потерь электроэнергии на активном сопротивлении. При нагреве проводников в первую очередь страдает изоляция, затем контактные соединения, а затем сами проводники. Поэтому для тех элементов системы электроснабжения, которые имеют изоляцию, нагревающуюся вместе с проводниками, предельно допустимая температура нагрева определяется изоляцией. В теории расчетных электрических нагрузок чаще используется температура перегрева проводника относительно окружающей среды, т.к. мощность, рассеиваемая с нагретого тела в окружающую среду, зависит от разности температур.

Различают три вида допустимой температуры перегрева:

- Длительно допустимая температура перегрева в нормальном режиме ( $v_{\partial\partial}$ ), соответствующая длительно допустимому току

$$v_{\partial\partial} = t_{\partial\partial} - t_{oc} \quad (t_{\partial\partial} = 50 \div 80^{\circ}\text{C}),$$

где  $t_{\partial\partial} = (50...80)^{\circ}\text{C}$  – длительно допустимая температура нагрева для массовых видов изоляции (резина, пластмасса, бумага, масло);  $t_{oc}$  – температура окружающей среды;

- Допустимый перегрев при перегрузках ( $v_n$ ) в течение ограниченного времени ( $t_n = 90...120^{\circ}\text{C}$ ). При этом происходит ускоренное старение изоляции. Известно, так называемое, 8-градусное правило, заключающееся в том, что при превышении температуры перегрева на 8 градусов относительно  $v_{\partial\partial}$  срок службы изоляции сокращается вдвое;
- Максимально допустимый кратковременный перегрев при коротких замыканиях  $v_{max}$  ( $t_{max} = 125...350^{\circ}\text{C}$ ).

Процесс нагрева элемента электрической сети, например трехжильного кабеля, описывается уравнением теплового баланса

$$3I^2 R_0 (1 + \alpha v) dt = cdv + A v dt \quad (3.1)$$

где  $R_0$  – удельное сопротивление кабеля, Ом/км;

$v$  – перегрев кабеля относительно окружающей среды,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\alpha$  – температурный коэффициент увеличения сопротивления проводника,  $1/^{\circ}\text{C}$ ;

$c$  – удельная теплоемкость кабеля, Вт·с/ $^{\circ}\text{C}$ ·км;

$A$  – коэффициент теплоотдачи, характеризующий отдачу тепла с поверхности 1 км кабеля. Вт/ $^{\circ}\text{C}$ ;

$t$  – время, с.

Левая часть уравнения (3.1) представляет собой энергию, выделившуюся в кабеле за счет протекания тока величиной  $I$  за время  $dt$ . Первое слагаемое правой части – энергия, затраченная на повышение температуры кабеля на величину  $dv$ . Второе – энергия, рассеянная с поверхности кабеля за время  $dt$  при температуре перегрева кабеля относительно окружающей среды  $v$ .

Коэффициент  $A$  возрастает с увеличением  $v$  так же, как и возрастает величина  $(I+av)$ . Поэтому для упрощения дальнейших рассуждений можно принять  $\alpha=0$ ;  $A=A_0=const$ . Тогда уравнение (3.1) можно записать в упрощенной форме, разделив его на  $A dt$

$$\frac{3I^2 R_0}{A_0} = \frac{c}{A_0} \frac{dv}{dt} + v,$$

$$v_{уст} = T_0 \frac{dv}{dt} + v, \quad (3.2)$$

где  $T_0 = \frac{c}{A}$  – постоянная времени нагрева кабеля, с;

$$v_{уст} = \frac{3I^2 R_0}{A_0} \text{ – установившееся значение перегрева, } ^\circ\text{C}. \quad (3.3)$$

Решением уравнения (3.2) является зависимость перегрева от времени

$$v(t) = v_{уст} - (v_{уст} - v_0) e^{-\frac{t}{T_0}}, \quad (3.4)$$

кривая которого для простейшего одноступенчатого графика тока приведена на рис.4.

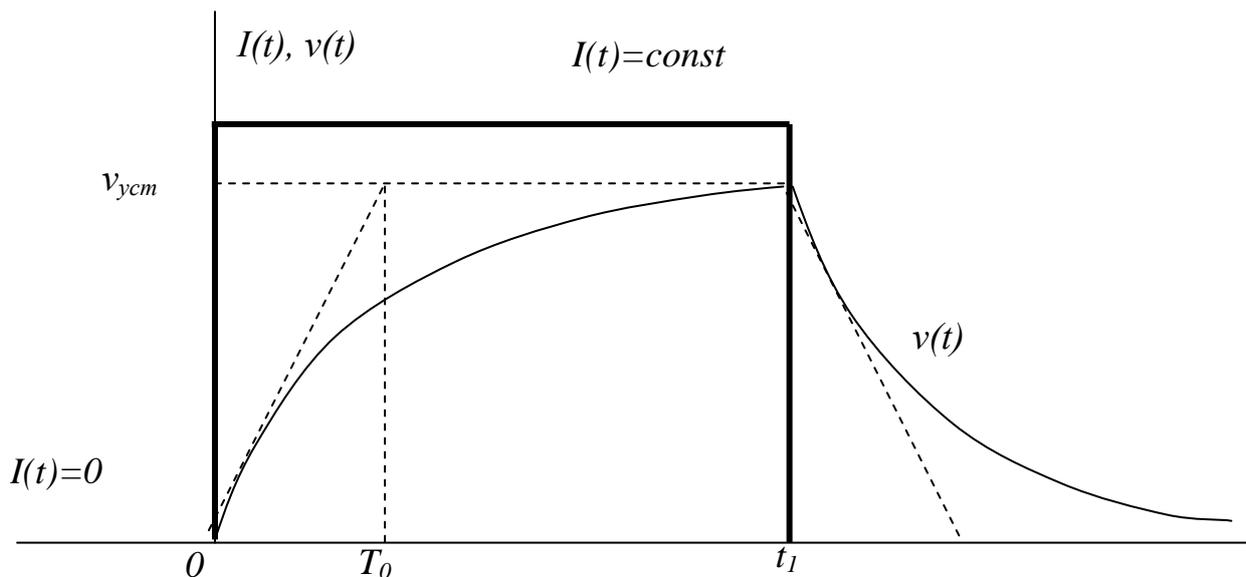


Рис.4. График перегрева

При  $t \leq 0$ ,  $I(t)=0$ ,  $v(t)=0$ . При  $0 \leq t \leq t_1$  по кабелю протекает ток  $I(t) = const$  и происходит нагрев кабеля от  $v(t)=0$  до  $v_{уст}$  по экспоненте (3.4). Величина  $T_0$  характеризует время нагрева кабеля от любой исходной температуры до  $v_{уст}$  при условии отсутствия теплоотдачи с поверхности кабеля в окружающую среду. Величина  $v_{уст}$  – температура перегрева, при достижении которой наступает тепловое равновесие: количество тепла, выделяемого в кабеле при протекании по нему тока равно количеству тепла, отдаваемого с поверхности кабеля в окружающую среду.

При  $t \geq t_1$  ток в кабеле отключен, кабель охлаждается, температура перегрева уменьшается от  $v_{уст}$  до нуля с той же постоянной времени  $T_0$ . Только в этом случае  $T_0$  – время, в течение которого температура кабеля уменьшается до температуры окружающей среды при условии постоянства теплоотвода с поверхности кабеля, равного теплоотводу при  $v_{уст}$ .

Задаваясь значением  $v_{уст}=v_{\partial\partial}$ , можно определить величину длительно допустимого тока  $I_{\partial\partial}$

$$I_{\partial\partial} = \sqrt{\frac{v_{\partial\partial} A}{3R_0}}.$$

Эта величина  $I_{\partial\partial}$  указывается в справочных данных для каждой марки и сечения жил кабеля, для различных условий прокладки (в земле, в воздухе). Итак, длительно допустимый ток – это такая величина тока в кабеле, при которой его установившаяся температура перегрева равна  $v_{\partial\partial}$ , а срок службы его изоляции равен нормативному (20 лет).

Представим себе, что каким-либо способом получен график температуры перегрева  $v(t)$  для заданного графика тока  $I(t)$ . На этом графике максимальное значение  $v_{max}$  может не совпадать по времени с максимальным значением тока. Максимальный ток протекает короткое время и не вызывает из-за инерционности процесса нагрева максимального перегрева. Подставив значение  $v_{уст}=v_{max}$  в выражение для установившегося перегрева найдем расчетный ток  $I_p$ :

$$I_p = \sqrt{\frac{v_{max} A}{3R_0}}. \quad (3.5)$$

Итак, расчетный ток – это такое эквивалентное неизменное во времени значение тока, которое вызывает установившийся перегрев проводника, равный максимальному перегреву при изменчивом графике тока  $I(t)$ .

В действительности получить график  $v(t)$  сложно. Поэтому для нахождения  $I_p$  используют, так называемый, принцип максимума средней нагрузки, который заключается в том, что при оптимальном значении  $\Theta=3T_0$  максимальное значение графика  $I_{\Theta}(t)$  равно расчетной нагрузке  $I_p = I_{\Theta_{max}}$ , т.е. оптимальным для  $\Theta$  является такой интервал времени, когда перегрев проводника в конце этого интервала не зависит от перегрева в начале, а целиком определяется энергией на интервале  $\Theta$ .

На практике при построении суточных графиков электрической нагрузки во многих случаях принимают  $\Theta=30$  мин, что соответствует  $T_0=10$  минут, характерному для

проводов и кабелей сечением 10...25 мм<sup>2</sup>, являющихся наиболее массовыми в сетях напряжением до 1000 В.

### **3.3. Порядок выполнения работы**

3.3.1. Рассчитать теплоотдачу с поверхности трансформатора Т4 и кабельной линии электропередачи, используя выражение (3.3) и паспортные данные указанных элементов.

3.3.2. Для каждого интервала времени суточного графика нагрузки рассчитать температуру перегрева трансформатора Т4 и кабельной линии электропередачи на начальный и конечный моменты времени, используя выражения (3.3) и (3.4).

3.3.3. Построить на одном рисунке график токовой нагрузки кабельной линии электропередачи, питающей трансформатор Т4, графики температуры перегрева кабеля и трансформатора.

3.3.4. По графикам изменения температуры перегрева кабеля и трансформатора Т4 найти максимальные значения температуры перегрева и определить по выражению (3.5) расчетный ток для указанных элементов. Сопоставить полученные значения расчетного тока с допустимыми и сделать выводы.

3.3.5. Оформить отчет по лабораторной работе.

### **3.4. Контрольные вопросы**

3.4.1. Что такое расчетная электрическая нагрузка?

3.4.2. Что понимается под длительно допустимой нагрузкой кабеля?

3.4.3. Чем определяется величина перегрева кабеля и трансформатора при изменяющейся нагрузке?

3.4.4. Какими факторами определяется величина максимального перегрева элемента электрической сети?

3.4.5. Чем ограничивается допустимый перегрев кабеля и трансформатора?

3.4.6. Что такое принцип максимума средней нагрузки?

3.4.7. В чем состоит сущность вероятностной модели расчетной нагрузки?

3.4.8. Назовите три вида допустимой температуры перегрева элемента электрической сети.

3.4.9. В чем заключается физический смысл постоянной времени нагрева элемента электрической сети?

3.4.10. Какие величины электрической нагрузки являются расчетными для проводников и трансформаторов?

## Лабораторная работа № 4

### АНАЛИЗ И РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

#### 4.1. Цель работы

Исследование и анализ режимов напряжения, изучение технических средств и принципов регулирования напряжения в системах электроснабжения.

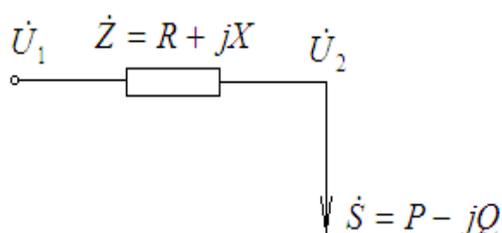
#### 4.2. Теоретические сведения

Расчет режима сетей систем электроснабжения по напряжению допустимо производить без учета поперечной составляющей падения напряжения и при оценке тока узла нагрузки использовать значение номинального напряжения сети вместо неизвестного напряжения узла нагрузки, определяемого в результате итерационного вычислительного процесса. Эти обстоятельства упрощают расчет режима сети по напряжению, который может быть реализован на примере простейшей расчетной схемы, представленной на рис 5.

Рис.5. Расчетная схема

Напряжение узла нагрузки при учете только продольной составляющей падения напряжения определяется по выражению

$$U_2 = U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{PR + QX}{U_H},$$



где  $U_2$  – искомое напряжение узла нагрузки;  $U_1$  – напряжение узла питания;  $\Delta U$  – потеря напряжения на сопротивлениях элементов электрической сети;  $U_H$  – номинальное напряжение сети.

При совместном расчете режима распределительных сетей 10 кВ и 0,38 кВ оценки напряжений в узлах и потерь напряжения в элементах удобнее представлять в процентах от номинального напряжения. Тогда отклонение напряжения от номинального в узле нагрузки будет оцениваться по выражению

$$V_2 = V_1 - \Delta V + E_{\text{ДОБ}},$$

где  $E_{\text{ДОБ}}$  – добавка напряжения с помощью изменения коэффициентов трансформации

трансформаторов;  $V_1 = \frac{U_1 - U_H}{U_H} \cdot 100$  – отклонение напряжения в узле питания, %;

$$\Delta V = \frac{PR + QX}{U_H^2 10} - \text{потеря напряжения на соответствующем элементе в процентах от}$$

номинального ( $P$ ,  $Q$  – нагрузка, передаваемая по элементу, кВт, квар;  $R$ ,  $X$  – сопротивление элемента, Ом;  $U_H$  – номинальное напряжение, к которому приведены сопротивления элемента, кВ).

Эффективность электрификации технологических процессов в большой степени зависит от качества электрической энергии, доводимой до них, и основную роль при этом играет такой показатель качества как отклонение напряжения.

При огромной разветвленности распределительных сетей системы электроснабжения, различной электрической удаленности электроприемников от источников энергии и изменяющейся во времени загрузки её элементов величина напряжения на зажимах электроприемников различна и также изменяется во времени. Эти причины приводят к необходимости принятия мер по поддержанию напряжения на зажимах электроприемников хотя бы в пределах, регламентированных ГОСТ 32144-2013, когда осредненное на минутном интервале времени отклонение напряжения должно находиться в диапазоне  $\pm 5\%$  с вероятностью 0,95 на суточном интервале времени, а предельно допустимые отклонения за оставшееся время –  $\pm 10\%$ . В связи с этим в узлах электрических сетей систем электроснабжения устанавливаются технические средства, обеспечивающие регулирование напряжения.

Техническими средствами регулирования напряжения в системах электроснабжения являются: устройства для изменения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов; установки для компенсации реактивной мощности; установки продольной компенсации.

*Устройство для изменения коэффициентов трансформации* выполняется в виде регулятора под нагрузкой (РПН) на трансформаторах ГПП, либо в виде переключателя без возбуждения (ПБВ) на трансформаторах ТП 10/0,4 кВ. Коэффициент трансформации ( $K_T$ ) определяется отношением числа витков первичной ( $W_1$ ) и вторичной ( $W_2$ ) обмоток

$$K_T = \frac{W_1}{W_2} = \frac{U_1}{U_2}.$$

Отсюда напряжение вторичной обмотки будет определяться подводимым напряжением первичной обмотки и изменяющимся коэффициентом трансформации по

$$\text{выражению } U_2 = \frac{U_1}{K_T}.$$

Отпайки (анцапфы) для изменения коэффициента трансформации выполняются на обмотке высшего напряжения с целью облегчения, а соответственно, и снижения стоимости переключающей контактной системы. Количество отпайек для изменения коэффициента трансформации и шаг его изменения определяется заводом-изготовителем. Для трансформаторов 10/0,4 кВ – это пять ступеней по 2,5%, которые приводят к добавке напряжения по отношению к номинальному напряжению 0,38 кВ в виде: 0%; 2,5%; 5%;

7,5%; 10%. Устройство РПН может быть использовано для регулирования напряжения в реальном масштабе времени, а устройство ПБВ – при переходе от одного характерного режима работы к другому, т.е. при переходе от сезона к сезону.

*Установки для компенсации реактивной мощности* приводят к изменению потоков реактивной мощности в электрической сети системы электроснабжения и, следовательно, к изменению потерь напряжения на её элементах и, как следствие, к изменению режима напряжения в узлах электрической сети, рассчитываемого по выражению

$$U_2 = U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{PR + (Q - Q_{KV})X}{U_H},$$

где  $U_2$  – искомое напряжение узла нагрузки;  $U_1$  – напряжение предыдущего узла;  $\Delta U$  – потеря напряжения на сопротивлениях элемента электрической сети;  $U_H$  – номинальное напряжение сети;  $Q_{KV}$  – мощность компенсирующего устройства, установленного в узле нагрузки.

*Установка продольной компенсации* представляет собой конденсатор, включенный последовательно с элементами электрической сети и, так как продольная реактивность элементов (линий электропередачи, трансформаторов) имеет индуктивный характер, то включенный конденсатор уменьшает суммарную реактивность сети. При этом уменьшится потеря напряжения в электрической сети и в узле нагрузки увеличится напряжение, которое может быть рассчитано по выражению

$$U_2 = U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{PR + Q(X - X_C)}{U_H},$$

где  $X_C$  – емкостное сопротивление конденсатора. В этом и проявляется регулирующий эффект установки продольной компенсации.

В системах электроснабжения распространены первые два технических средства для регулирования напряжения – устройства для изменения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и установки для компенсации реактивной мощности.

При реализации мероприятий по регулированию напряжения используются такие понятия как местное и централизованное регулирование. Местным является регулирование – когда контроль напряжения ведется в узле, где установлено регулирующее средство. Например, регулирование напряжения в системе электроснабжения осуществляется с помощью устройства ПБВ на подстанции 10/0,4 кВ и здесь же на сборных шинах 0,4 кВ производится контроль напряжения. А централизованным является регулирование – когда контроль напряжения ведется в узле ниже по иерархической структуре, чем узел, в котором установлено регулирующее средство. Так, например, регулирование напряжения в системе электроснабжения осуществляется с помощью РПН на ГПП, а контроль напряжения производится в ниженаходящихся узлах (ТП 10/0,4 кВ, РП-0,38 кВ или зажимы электроприемников).

Решение задачи регулирования напряжения в системе электроснабжения при характерных режимах работы электрифицированного технологического процесса целесообразно начинать с оценки наилучших положений ПБВ на всех ТП 10/0,4 кВ. Для этого необходимо при известных или прогнозируемых графиках нагрузки по подстанциям и определенном режиме регулирования напряжения на шинах источника питания (подстанция электроэнергетической системы) рассчитать среднесуточные отклонения напряжения на шинах 0,4 кВ ТП. При этом в расчетах необходимо принять среднее положение РПН и средние значения мощностей установленных конденсаторных батарей, что позволяет иметь возможность дальнейшего регулирования напряжения в меньшую и большую сторону.

В настоящее время широко распространен принцип встречного регулирования напряжения, который заключается в том, что в часы максимальных нагрузок на шинах 10,5 кВ ГПП величину напряжения поддерживают на 5% выше номинального, а в часы минимальных нагрузок – номинальным, чтобы скомпенсировать изменяющиеся потери напряжения в электрической сети.

### **4.3. Порядок выполнения работы**

4.3.1. Подготовить лабораторную установку для проведения работы:

- включить питание установки, включить и загрузить компьютер программой «ScadaSES»;
- включить трансформатор Т4, синхронный двигатель с минимальной компенсирующей способностью, отключить трансформатор Т3, включить обобщенную нагрузку  $S_1$  на шинах 10,5 кВ ГПП, отключить конденсаторные батареи БК1, БК2, БК3, БК4 и фильтрокомпенсирующее устройство;
- РПН и ПБВ установить в нулевые положения;
- установить переключатель «Работа-Программирование» в положение «Программирование», а переключатель «Автоматическое-Ручное» в положение «Ручное» и нажимая последовательно кнопку «Программирование» запрограммировать установленное положение лабораторной установки на всех 48 получасовых интервалах времени;
- переключатель задания уровня напряжения в сети 110 кВ установить в положение, указанное преподавателем. Кнопкой «Сброс» поставить установку в нулевое положение по индикатору интервалов времени.

4.3.2. Подключить мультиметр к гнездам « $U_i$ » на шинах РП, если регистрация суточного графика напряжения будет производиться с помощью него.

4.3.3. Запустить установку нажатием кнопки «Пуск» и, если регистрация суточного графика напряжения на шинах РП осуществляется с помощью мультиметра, записать осредненные на интервалах показания прибора.

4.3.4. Считать суточные графики напряжений на шинах 10.5 кВ ГПП и шинах 0,4 кВ ТП из компьютера и перевести их значения в именованные единицы, умножая на соответствующие коэффициенты по паспорту стенда.

4.3.5. Построить вышеуказанные графики, рассчитать средние значения и среднеквадратические отклонения, оценить качество напряжения в указанных узлах электрической сети в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

4.3.6. Проанализировать полученные результаты. Определить наилучшее положение ПБВ трансформатора Т4 и разработать график использования РПН на суточном интервале времени.

4.3.7. Установить переключателем необходимую ступень ПБВ трансформатора Т4 и запрограммировать суточный график использования РПН.

4.3.8. Запустить установку и продолжить работу в соответствии с пунктами 4.3.3., 4.3.4., 4.3.5.

4.3.9. Сделать вывод об эффективности регулирования напряжения в моделируемой системе электроснабжения.

4.3.10. Оформить отчет по лабораторной работе.

#### **4.4. Контрольные вопросы**

4.4.1. Отклонение напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

4.4.2. Причины появления отклонений напряжения в узлах электрической сети.

4.4.3. Расчет режима напряжения в электрических сетях СЭС (векторная диаграмма).

4.4.4. Вероятностная оценка отклонения напряжения в узле электрической сети.

4.4.5. Что такое падение напряжения и потеря напряжения?

4.4.6. Почему в системах электроснабжения допускается производить расчет режима по напряжению без учета поперечной составляющей падения напряжения?

4.4.7. Оценка отклонения напряжения по предельным значениям.

4.4.8. Технические средства регулирования напряжения в системах электроснабжения.

4.4.9. Принципы регулирования величины напряжения.

**Лабораторная работа № 5**  
**КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**  
**В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

**5.1. Цель работы**

Знакомство с принципами, нормами и техническими средствами компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения потребителей.

**5.2. Теоретические сведения**

Компенсация реактивной мощности (КРМ) является высокоэффективным средством энергосбережения и улучшения качества электроэнергии. Кроме этого, КРМ увеличивает пропускную способность линий электропередачи, силовых трансформаторов, защитно-коммутационных электрических аппаратов и других силовых элементов систем электроснабжения. Уменьшение потерь мощности в сетях и электроустановках потребителя, связанное с КРМ, позволяет снизить долю участия потребителя в максимуме нагрузки питающей энергосистемы. Требования, нормы и порядок расчёта компенсации реактивных нагрузок у потребителя изложены в [4]. Этот порядок расчёта необходимо применять для определения взаимных обязательств сторон при заключении договоров на оказание услуг по передаче электроэнергии в соответствии с Постановлениями правительства Российской Федерации от 31 августа 2006г. №530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» и от 27 декабря 2004г. №861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям». Правила расчёта распространяются на потребителей с мощностью присоединения превышающей 150 кВт, за исключением граждан-потребителей и некоммерческих объединений граждан (многоквартирные жилые дома, садово-дачные кооперативы и т.д.). Предельное значение коэффициента мощности ( $\text{tg}\varphi_{\text{пред.}}$ ) задаётся потребителю на границе балансовой принадлежности сетей в соответствии с табл. 4 для периода максимума нагрузки энергоснабжающей организации на суточном интервале времени. Генерация потребителем реактивной мощности в период минимальной нагрузки энергоснабжающей организации запрещена.

Предельные значения коэффициента реактивной мощности

Положение точки присоединения потребителя к электрической сети	$tg \varphi_{пред.}$ о.е.
Напряжение 110 кВ	0,5
Напряжение 35 кВ	0,4
Напряжение 6-20 кВ	0,4
Напряжение 0,4 кВ	0,35

Потребитель обязан обеспечить выполнение условий КРМ заданных договором, что достигается увеличением естественного коэффициента мощности и применением регулируемых компенсирующих устройств.

Естественный коэффициент мощности потребителя (без применения специальных компенсирующих устройств) может быть увеличен за счёт ряда организационно - технических мероприятий:

1. Упорядочение технологического процесса с целью увеличения загрузки электрооборудования;
2. Замена малозагруженных двигателей и трансформаторов на двигатели и трансформаторы меньшей мощности;
3. Регулирование напряжения в цеховой электрической сети;
4. Ограничение холостого хода силового электрического и технологического оборудования;
5. Улучшение качества ремонта электродвигателей.

При недостаточной эффективности увеличения естественного коэффициента мощности, применяют искусственную компенсацию реактивных нагрузок потребителя с помощью специальных компенсирующих устройств (КУ). К числу таких устройств относятся:

1. Силовые конденсаторные установки высокого напряжения ( $U_n \geq 1000В$ ). Их применение, как правило, обосновано только в тех случаях, когда в составе потребителя имеются электроприёмники высокого напряжения с низким или относительно низким коэффициентом мощности;
2. Силовые конденсаторные установки низкого напряжения ( $U_n = 380В$ ). Удельная стоимость (руб/квар) установок низкого напряжения несколько выше, чем высоковольтных, однако высокая эффективность первых определяет их превосходящую востребованность. Высокая эффективность низковольтных конденсаторных установок, обеспечивается тем, что они компенсируют реактивную мощность в точках наиболее близких к электроприёмникам. При этом частично освобождаются от реактивного тока все элементы системы электроснабжения на пути тока нагрузки этой точки;
3. Синхронные электрические машины (синхронные электродвигатели и синхронные компенсаторы). Синхронные электродвигатели не являются специальными компенсирующими устройствами, а используются как таковые помимо основного их

назначения. Синхронные компенсаторы – это специальные электрические машины с облегченным ротором;

#### 4. Тиристорные источники реактивной мощности.

Суммарная мощность компенсирующих устройств потребителя в период максимума нагрузки энергосистемы (5.1) должна соответствовать требованиям энергоснабжающей организации [4].

$$Q_{ку}^{\max} = Q_{нагр.}^{\max} + \Delta Q^{\max} - Q_{норм.}, \quad (5.1)$$

где  $Q_{ку}^{\max}$  – суммарная мощность компенсирующих устройств потребителя, квар;

$Q_{нагр.}^{\max}$  – общая реактивная мощность нагрузки потребителя;  $\Delta Q^{\max}$  – потери реактивной мощности в элементах сети (5.3);  $Q_{норм.}$  – нормируемое значение реактивной мощности нагрузки, соответствующее требованиям энергоснабжающей организации (5.4).

$$Q_{ку}^{\max} = Q_{сд} + Q_{кун} + Q_{кув}, \quad (5.2)$$

где  $Q_{сд}$  – реактивная мощность, генерируемая синхронным двигателем, квар;

$Q_{кун}$  – мощность конденсаторной установки низкого напряжения;  $Q_{кув}$  – мощность конденсаторной установки высокого напряжения.

$$\Delta Q^{\max} = \sum_{i=1}^m \Delta Q_i^{\max}, \quad (5.3)$$

где  $m$  – количество элементов сети, в которых имеют место потери реактивной мощности (трансформаторы ГПП, линии 10кВ до ТП, трансформаторы ТП);  $\Delta Q_i^{\max}$  – потери реактивной мощности в  $i$ -том элементе сети.

Под элементами сети, в данном случае, понимаются линии электропередачи и трансформаторы, потери в которых определяются с помощью (5.5) и (5.6) соответственно.

$$Q_{норм.} = P_{нагр.}^{\max} \cdot tg \varphi_{пред.}, \quad (5.4)$$

где  $P_{нагр.}^{\max}$  – максимальная получасовая активная мощность нагрузки потребителя в период максимума нагрузки энергоснабжающей организации;  $tg \varphi_{пред.}$  – предельное допустимое значение коэффициента мощности потребителя (табл. 4).

$$\Delta Q_{лин.}^{\max} = 3 \frac{(Q_{нагр.лин.}^{\max})^2}{U_{ном.лин.}^2} 10^{-3} X_{лин.}, \quad (5.5)$$

$$\Delta Q_{тр.}^{\max} = \Delta Q_{хх} + 3 \frac{(Q_{нагр.тр.}^{\max})^2}{U_{ном.тр.}^2} 10^{-3} X_{тр.}, \quad (5.6)$$

где  $Q_{нагр.лин.}^{max}$ ,  $Q_{нагр.тр.}^{max}$  – реактивные мощности нагрузки линии и трансформатора в период максимума нагрузки энергоснабжающей организации, квар;  $U_{ном.лин.}$  – номинальное напряжение линии, кВ;  $X_{лин.}$  – реактивное сопротивление линии, Ом;  $X_{тр.}$  – реактивное сопротивление трансформатора, Ом;  $\Delta Q_{xx}$  – потери реактивной мощности на холостом ходе трансформатора, квар;  $U_{ном.тр.}$  – номинальное напряжение первичной или вторичной обмотки трансформатора, в зависимости от того, к какому напряжению приведено его сопротивление, кВ.

Мощность  $Q_{ку}^{max}$  должна быть распределена по узлам сети таким образом, чтобы обеспечить максимально возможную экономическую эффективность. Эта эффективность может оцениваться количеством сохранённой энергии или величиной годовых приведенных затрат. Учитывая возможное разнообразие видов компенсирующих устройств, различие их мощностей и мест подключения необходимо решать задачу оптимизации их структуры и мощностей. Целевой функцией являются годовые приведенные затраты (5.11), обе составляющие которых зависят от вида, стоимости, мощности и мест установки компенсирующих устройств

$$Z(Q_{ку}^{max})_{год.} = K_{ку}(Q_{ку}^{max}) \cdot E + \Delta W(Q_{ку}^{max})_{год.} \cdot \beta, \quad (5.11)$$

где  $K_{ку}(Q_{ку}^{max})$  – стоимость компенсирующих устройств (синхронные компенсаторы, конденсаторные установки высокого и низкого напряжений, тиристорные источники реактивной мощности), руб.;  $E$  – норма совокупности отчислений от стоимости компенсирующих устройств;  $\Delta W(Q_{ку}^{max})_{год.}$  – потери энергии в системе электроснабжения и источниках реактивной мощности за год, кВт·час;  $\beta$  – стоимость электроэнергии, руб./кВт·час.

Целевая функция (5.11) представляет собой функцию многих переменных. Этими переменными являются мощности компенсирующих устройств в узлах схемы системы электроснабжения потребителя. Количество переменных определяется числом узлов в расчётной схеме, в которых считается возможной установка компенсирующих устройств. Для каждого узла схемы задаются все необходимые параметры. Таким образом, формируется специальная математическая модель (целевая функция) для рассматриваемой системы электроснабжения. Она служит основой для решения задачи оптимизации структуры и мощностей компенсирующих устройств. Оптимальный режим компенсации рассчитывается с помощью одного из методов математического программирования (оптимизации). В результате расчёта определяются мощности компенсирующих устройств в каждом из узлов схемы. Общая мощность компенсирующих устройств должна соответствовать балансу реактивной мощности (5.1) на границе балансовой принадлежности сетей.

Исходя из условий оптимизации режима реактивной мощности, на низком напряжении цеховой трансформаторной подстанции (0,4кВ) следует устанавливать конденсаторную батарею, мощность которой ( $Q_{кун}$ ) определяется с помощью (5.12)

$$Q_{кун} = Q_{нагр.}^{max} - \frac{E \cdot \Delta K_n + C_0 \cdot \Delta P_n}{2C_0 \cdot R_{мл}} U_{нк}^2 \cdot 10^3, \quad (5.12)$$

где  $Q_{нагр.}^{max}$  – наибольшая получасовая реактивная мощность нагрузки трансформатора, квар,  $\Delta K_n$  – удельная стоимость низковольтной конденсаторной установки, руб/квар,  $C_0$  – удельная стоимость потерь активной мощности, руб/ кВт,  $\Delta P_n$  – удельные потери активной мощности в конденсаторных установках низкого напряжения, кВт/квар,  $U_{нк}$  – номинальное напряжение конденсаторной установки, кВ,  $R_{мл}$  – суммарное сопротивление трансформатора, приведенное к его низкому напряжению, и линии, Ом. При отсутствии информации о величине  $C_0$ , её значение может быть принято равным стоимости одного кВт установленной мощности.

### 5.3. Порядок выполнения работы

5.3.1. Рассчитать параметры модели:  $X_{лин.}$ ,  $X_{тр.}$ ,  $R_{тр.}$ ,  $R_{лин.}$ ,  $R_{мл.}$ ,  $I_n$ . Построить расчётную схему замещения.

5.3.2. С помощью графика нагрузки ГПП определить  $Q_{нагр.}^{max}$  и  $P_{нагр.}^{max}$ , полагая, что период максимума нагрузки энергоснабжающей организации с 8.00 до 11.00 часов.

5.3.3. Определить нормируемое значение реактивной мощности нагрузки потребителя  $Q_{норм.}$  (5.4).

5.3.4. Определить потери реактивной мощности в элементах сети системы электроснабжения  $\Delta Q^{max}$  (5.3, 5.5, 5.6).

5.3.5. Определить суммарную мощность компенсирующих устройств  $Q_{ку}^{max}$  (5.1).

5.3.6. Определить реактивную мощность генерируемую синхронным двигателем ( $Q_{сд}$ ) при его работе в нормальном режиме.

5.3.7. Определить расчётную установленную мощность конденсаторной установки, подключённой к РУ-0,4кВ ТП ( $Q_{кун}$ ), и привести полученное её значение к значениям, указанным на лицевой панели стенда (5.12). Если преподавателем не задано другое значение, то в процессе расчёта необходимо использовать следующую исходную информацию:  $E=0,35$  о.е.,  $\Delta K_n = 200$  руб./квар.  $C_0 = 1200$  руб./кВт.  $\Delta P_n = 0,002$  кВт/квар.

5.3.8. Определить установленную мощность конденсаторной установки напряжением 10кВ ( $Q_{кув}$ ), используя выражение баланса мощности компенсирующих устройств (5.2).

5.3.9. Построить графики регулирования мощностей компенсирующих устройств ( $Q_{кун}$ ,  $Q_{кув}$ ). Это регулирование необходимо для исключения возможной перекомпенсации, возникающей при снижении нагрузки и обеспечения требований энергоснабжающей организации. При построении необходимо использовать графики потребления реактивной мощности ГПП и ТП. Синхронный двигатель в процессе регулирования компенсирующих устройств не использовать без доказанной необходимости. Построение графиков рекомендуется начать с  $Q_{кун}$ .

5.3.10. Программировать лабораторную установку в соответствии с графиками регулирования построенными в п. 5.3.9.

5.3.11. Регистрировать графики нагрузки ГПП и ТП аналогично работе №1.

5.3.12. Рассчитать потери электроэнергии с учётом компенсации реактивных нагрузок в силовых трансформаторах (ГПП, ТП), и кабельной линии 10кВ, используя графики нагрузки из п. 5.3.11. Методику расчёта рекомендуется использовать ту же, что и в работе №1.

5.3.13. Определить количество энергии сохранённой за сутки в силовых трансформаторах (ГПП, ТП) и кабельной линии 10кВ в киловаттчасах и в % по отношению к потерям, вычисленным в работе №1.

5.3.14. Анализировать результаты работы и сделать выводы.

5.3.15. Оформить отчёт о выполнении лабораторной работы.

#### **5.4. Контрольные вопросы**

5.4.1. Пояснить физический смысл реактивной мощности, её свойства и особенности по сравнению с активной.

5.4.2. Назвать основные потребители и источники реактивной мощности. Дать сравнительную характеристику источников реактивной мощности.

5.4.3. Объяснить влияние реактивной мощности на режим напряжения электрической сети.

5.4.4. С какой целью устанавливают регулируемые конденсаторные установки?

5.4.5. Чем вызвана необходимость нормирования потребляемой реактивной мощности?

5.4.6. Для какого периода времени суток устанавливается норма потребления реактивной мощности и почему?

5.4.7. Назвать преимущества и недостатки групповой и индивидуальной компенсаций реактивной мощности.

5.4.8. В каких случаях возможно использование нерегулируемых источников реактивной мощности?

5.4.9. В какие точки сети следует устанавливать компенсирующие устройства в первую очередь?

5.4.10. Почему при более высоких значениях номинального напряжения сети устанавливаются менее жёсткие требования к уровню компенсации реактивной мощности?

5.4.11. Какой режим компенсации реактивной мощности потребителя считается оптимальным?

## Лабораторная работа № 6

# ИССЛЕДОВАНИЕ И КОМПЕНСАЦИЯ ВЫСШИХ ГАРМОНИК ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

### 6.1. Цель работы

Изучение методики исследования высших гармоник тока и напряжения в промышленных электросетях и работы фильтро-компенсирующего устройства.

### 6.2. Теоретические сведения

Источниками высших гармоник токов и напряжений в распределительных электросетях являются так называемые нелинейные нагрузки. Это потребители электроэнергии, вольт-амперная характеристика которых нелинейна. К ним относятся: традиционные вентильные преобразователи, газоразрядные лампы, электродуговые печи, сварочные установки и др. Нелинейные нагрузки потребляют из сети несинусоидальный ток, что приводит к появлению в сети несинусоидальных потерь напряжения, которые обуславливают несинусоидальность напряжения в узлах сети.

Высшие гармоники отрицательно влияют на работу электрических сетей и некоторых электроприемников, поэтому при значительном их уровне необходима разработка мероприятий для улучшения формы кривой напряжения в сети.

Периодическую несинусоидальную кривую напряжения  $u(t)$  можно разложить в ряд Фурье:

$$u(t) = U_0 + \sum_{n=1}^{\infty} U_{nm} \sin(n\omega t + \psi_n),$$

где  $U_0$  - постоянная составляющая;

$U_{nm}, \psi_n$  - амплитуда и фаза  $n$ -ой гармоники напряжения;

$n = 1$  – основная (первая) гармоника напряжения;

$n \geq 2$  – высшие гармоники напряжения.

Несинусоидальность напряжения характеризуется следующими показателями:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2}}{U_1} \approx \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2}}{U_H} - \text{коэффициент искажения синусоидальности кривой}$$

напряжения;

$$K_{U(n)} = \frac{U_n}{U_1} 100\% \approx \frac{U_n}{U_H} 100\% - \text{коэффициент } n\text{-ой гармонической составляющей}$$

напряжения.

Для этих параметров несинусоидальности напряжения в [2] приведены нормально допустимые и предельно допустимые значения для сетей различного напряжения.

В моделируемой системе электроснабжения источником высших гармоник является нелинейная нагрузка, подключенная к распределительному пункту РП (рис.6). Эта нагрузка представляет собой мощный неуправляемый однофазный выпрямитель, который потребляет из сети ток, содержащий в идеальном случае следующие канонические гармоники:

$$n = kp \pm 1 = 3, 5, 7, 9, \dots; I_n = \frac{I_1}{n}$$

За счет не идеальности выпрямителя возможны и другие, так называемые неканонические гармоники, уровень которых относительно невысок.

Распределительный пункт (РП) имеет значительную электрическую удаленность от ТП, т. е. питается линией с большим сопротивлением, и поэтому в напряжении на шинах РП имеется довольно существенный уровень высших гармоник. Для снижения этого уровня установлено фильтро-компенсирующее устройство (ФКУ) третьей гармоники.

Лабораторная работа включает два этапа исследований. Первый – оценка уровня высших гармоник напряжения на шинах РП при отключенном ФКУ. Второй – оценка эффективности снижения уровня высших гармоник на шинах РП с помощью ФКУ третьей гармоники.

Уровень высших гармоник напряжения или тока в действующих электроустановках определяют с помощью специальных измерительных приборов, принцип работы которых состоит в следующем. Исходная несинусоидальная кривая разбивается на  $K$  равных интервалов и с помощью аналого-цифрового преобразователя определяются цифровые координаты  $u_k$  для каждого интервала. Затем графо-аналитическим методом рассчитываются действующие значения напряжения всех гармоник и их фазы по отношению к первой гармонике.

Таким же путем оценивается уровень высших гармоник напряжений и токов в данной лабораторной работе. Необходимые исходные данные для расчета можно получить с помощью цифрового осциллографа либо считывая по точкам координаты несинусоидальной кривой с экрана осциллографа с дальнейшим ручным вводом в компьютер, либо автоматически по линии связи осциллограф-компьютер. При этом, чем больше величина  $K$ , тем точнее результаты расчетов. Расчеты проводятся на компьютере с помощью программы **GARM1**.

Погрешность расчетов определяется точностью оцифровывания несинусоидальной кривой. Считывание координат с экрана осциллографа, конечно, не может дать точных результатов, но их все-таки можно использовать для приближенных оценок. Автоматический ввод данных в компьютер с осциллографа обеспечивает более высокую точность расчетов, особенно при больших  $K$ .

Фильтрокомпенсирующее устройство ФКУ или силовой фильтр  $v$ -ой гармоники представляет собой последовательно соединенные конденсаторную батарею и реактор, имеющие равное сопротивление на частоте  $v$ -ой гармоники. На рис. 6 приведены

эквивалентная схема сети для высших гармоник ( $n=2,3,\dots$ ) и частотная характеристика ФКУ ( $v=3$ ).

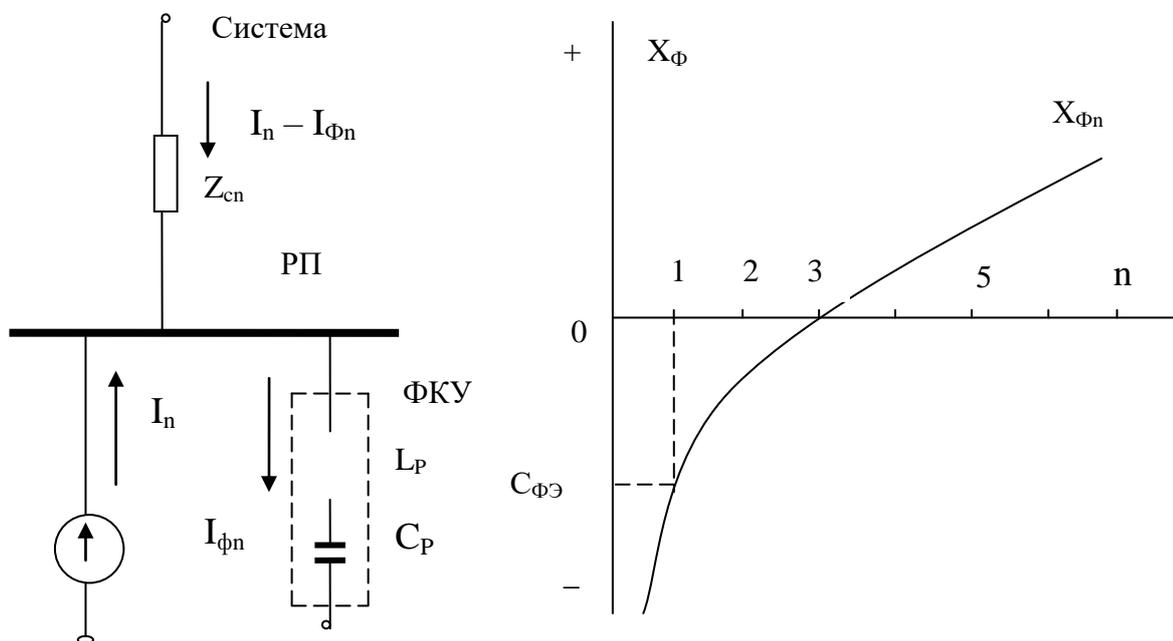


Рис.6. Эквивалентная схема сети для  $n$ -ой гармоники и частотная характеристика ФКУ третьей гармоники.

На эквивалентной схеме нелинейная нагрузка замещается эквивалентным источником тока ( $I_n$ ) отдельно для каждой гармоники. ФКУ для  $v$ -ой гармоники представляет последовательно соединенные реактор - конденсаторная батарея, параметры которых определяются следующим соотношением:

$$v\omega L_p = \frac{1}{v\omega C_A};$$

где  $\omega$  – угловая частота первой гармоники (314 рад/с),

$L_p$  – индуктивность реактора,

$C_B$  – емкость батареи конденсаторов.

Таким образом, на частоте  $v$ -ой гармоники реализуется резонанс напряжений, сопротивление ФКУ для этой гармоники  $X_{Фv} = 0$  и токи источника тока и ФКУ равны:  $I_v = I_{Фv}$ .

Для первой гармоники ФКУ является эквивалентной емкостью  $C_{ФЭ}$ , то есть источником реактивной мощности.

### 6.3. Порядок выполнения работы (задание)

6.3.1. Подготовить установку к осциллографированию напряжения на шинах РП и тока нелинейной нагрузки: включить установку; включить нагрузку  $S_1$ , трансформатор Т4 (остальные элементы мнемосхемы могут быть в любом состоянии); выключить ФКУ; включить осциллограф и подключить его к соответствующим клеммам на мнемосхеме; настроить осциллограф так, чтобы период исследуемой кривой занимал весь его экран; запустить установку нажатием кнопки «Пуск»; следить за формой исследуемой кривой напряжения на экране осциллографа.

6.3.2. В момент времени, заданный преподавателем, остановить моделирование суточного графика кнопкой «Остановка», чем обеспечивается стабильность исследуемых кривых на экране осциллографа. При ручном вводе исходных данных в компьютер считать координаты исследуемых нелинейных кривых с экрана осциллографа поочередно для каждого интервала, сдвигая развертку на экране соответствующей клавишей управления осциллографом. При использовании автоматического ввода данных с осциллографа в компьютер, осуществить ввод этих данных для двух кривых: напряжения на шинах РП и тока в нелинейной нагрузке.

6.3.3. Рассчитать на компьютере гармоники для напряжения и тока с помощью программы **GARM1**.

Для кривой напряжения рассчитать коэффициент искажения синусоидальности и коэффициенты высших гармоник до 13-ой включительно. Начертить на графике исследуемые кривые напряжения и тока и их гармоники с 1-ой по 5-ую. Оценить полученные результаты на соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013.

6.3.4. Включить ФКУ и произвести осциллографирование (аналогично вышеуказанному) кривых напряжения на шинах РП и тока в ФКУ.

6.3.5. Аналогично п. 6.3.3. вычислить гармоники для исследуемых кривых. Для напряжения на шинах РП рассчитать коэффициент искажения синусоидальности и сравнить его значение со значением, вычисленным в п. 6.3.3. Начертить на графике исследуемые кривые напряжения и тока и их гармоники с 1-ой по 5-ую. Провести анализ и оценить полученные результаты на соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013.

6.3.6. Оформить отчет по лабораторной работе.

### 6.4. Контрольные вопросы

6.4.1. Каковы причины появления высших гармоник напряжения в электрических сетях?

6.4.2. В каких случаях и почему вентильные преобразователи потребляют из сети несинусоидальный ток?

6.4.3. Какое влияние оказывают высшие гармоники напряжения на работу электрических сетей и электрооборудования?

6.4.4. Какие существуют пути уменьшения высших гармоник напряжения в электрических сетях? В чем состоит принцип работы пассивных и активных ФКУ?

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПОМЕХ ПО ЭЛЕКТРОПИТАНИЮ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

### 7.1. Цель работы

Исследование провалов напряжения в промышленных электрических сетях как помех по электропитанию для различных электроприемников.

### 7.2. Теоретические сведения

В ГОСТ 32144-2013 установлены показатели качества электроэнергии, характеризующие кратковременные искажения напряжения в сети, возникающие при различных переходных процессах. Это вызвано тем, что кратковременные искажения напряжения являются помехами по электропитанию для различных электроприемников: синхронных электродвигателей, средств автоматики и управления и, так называемых, цифровых технических средств (ЦТС). Все помехи по электропитанию принято делить на два вида: длительные (провалы и выбросы напряжения длительностью от 10 миллисекунд до 30 секунд) и импульсные – коммутационные перенапряжения длительностью, измеряемой миллисекундами и микросекундами.

В данной лабораторной работе исследуются только провалы напряжения, для которых ГОСТ 32144-2013 устанавливает следующие параметры:

$\Delta t_{\dot{U}}$  - длительность провала напряжения, с;

$\Delta U_{\dot{U}}$  - глубина провала напряжения, %;

$F_{\dot{U}} = \frac{m(\delta U_{\dot{U}}, \Delta t_{\dot{U}})}{\dot{I}}$  - частота появления провалов напряжения,

где  $m(\delta U_{\dot{U}}, \Delta t_{\dot{U}})$  - число провалов напряжения глубиной  $\Delta U_{\dot{U}}$  и длительностью  $\Delta t_{\dot{U}}$  за период времени наблюдения  $T$  (1 год);

$M$  – суммарное число провалов напряжения за время наблюдения  $T$ .

Причины возникновения провалов напряжения в электрических сетях различны: короткие замыкания, срабатывания противоаварийной автоматики, пиковые нагрузки и др. Все множество этих причин применительно к мнемосхеме установки можно разделить на два вида. Первый – провалы напряжения «приходящие» из сетей энергосистемы, второй - провалы, вызываемые явлениями в электросетях предприятия (пиковые нагрузки, аварийные переключения и др.).

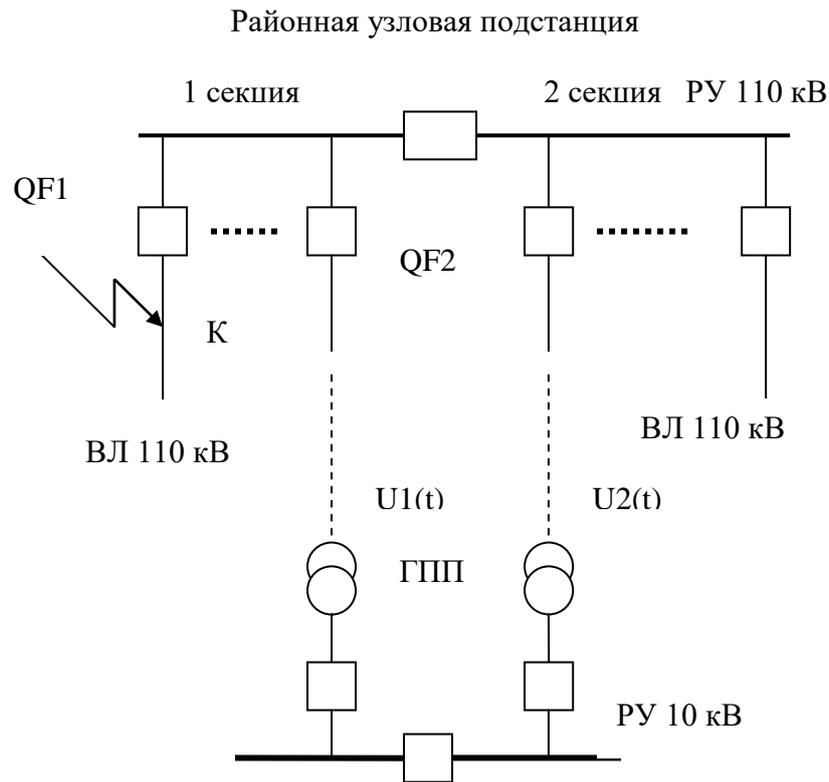


Рис.7. Схема фрагмента сети 110 кВ, питающей ГПП.

В лабораторной установке смоделированы оба указанных вида провалов. Причем провал второго вида вызывается пиковой нагрузкой на стороне 0,4 кВ цеховой ТП и обусловлен потерей напряжения от пиковой нагрузки на сопротивлении трансформатора 10/0,4 кВ.

Одной из причин провалов напряжения первого вида являются короткие замыкания в сетях 110 кВ.

При трехфазном КЗ в точке К в напряжении  $U_1(t)$  и  $U_2(t)$  произойдет провал напряжения глубиной  $\delta U_i$  и длительностью  $\Delta t_{II}$ . Глубина провала определяется электрической удаленностью точки КЗ от шин РУ 110 кВ, длительность – временем отключения выключателя 110 кВ QF1, которое складывается из собственного времени отключения выключателя плюс уставка времени релейной защиты. В нормальном режиме работы секционный выключатель в РУ 110 кВ замкнут, поэтому провал напряжения проникает по обеим лучам схемы. Таким образом, относительно рассматриваемого провала напряжения, два луча схемы, строго говоря, не являются независимыми. При наличии АПВ в сети 110 кВ, после вышеуказанного провала напряжения может последовать второй, при неуспешном АПВ.

При однофазном КЗ в точке К диаграмма изменения напряжения  $U_1(t)$  и  $U_2(t)$  представлена на рис. 8.

При однофазном КЗ (в фазе А) в момент времени  $t_1$  в напряжении поврежденной фазы А возникает провал глубиной  $\delta U_i$  и длительностью  $\Delta t_{II}$ , в напряжениях фаз В и С - временное перенапряжение (выброс напряжения) величиной до 1,7 номинального фазного. При отключении этого КЗ выключателем QF1, напряжения во всех фазах восстанавливаются до нормальных значений. Если ВЛ 110 кВ оснащены устройствами АПВ, то в момент времени  $t_3$  выключатель QF1 включается и, если КЗ не устранилось, то возникает второй провал и соответствующие выбросы напряжения.

При КЗ в линии с головным выключателем QF2 и наличием АВР в сетях 10 кВ, форма провала напряжения может измениться.

Аналогичная ситуация происходит при КЗ в сети 380 В. В отличие от вышерассмотренного здесь не применяется АПВ, нет второго провала (рис.8) и отсутствует влияние этого КЗ на напряжение второго луча схемы. Помимо рассмотренных ситуаций, в сетях возможны и другие кратковременные явления, которые необходимо учитывать при анализе провалов напряжения.

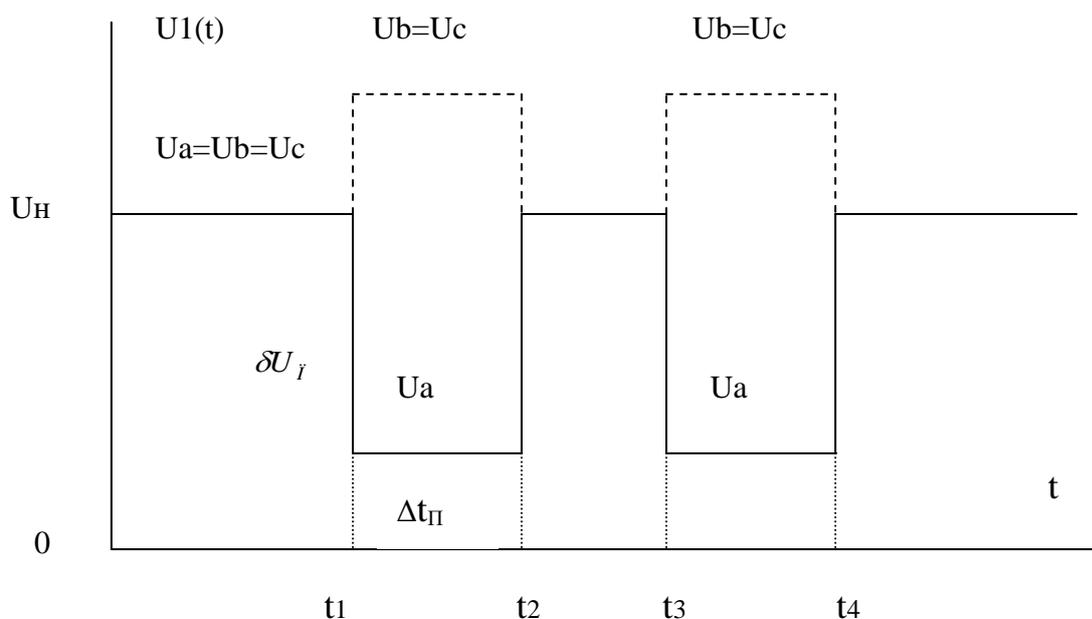


Рис.8. Диаграмма напряжений при однофазном КЗ в точке К

В лабораторной работе необходимо с помощью электронного осциллографа определить время провалов напряжения, их глубину и длительность, а также среди зафиксированных провалов выделить провалы первого и второго вида. Глубина  $\delta U_i$  провалов второго вида может быть уменьшена при включении трансформаторов Т3 и Т4 на параллельную работу.

Кардинальное уменьшение глубины, длительности и частоты провалов напряжения в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения не целесообразно с технико-экономической точки зрения. Если при работе каких либо

электроприемников возможен ущерб от провалов напряжения, то принимают меры по совершенствованию конструкции этих электроприемников (например, замена синхронных электродвигателей на асинхронные) или по индивидуальной защите электроприемников от провалов, например с помощью агрегатов бесперебойного питания (для ЦТС). По этой причине в ГОСТ 32144-2013 не устанавливаются допустимые значения параметров, характеризующих провалы напряжения, как это делается для отклонений и колебаний напряжения, а приводятся лишь статистические данные о параметрах провалов напряжения для различных схем электропитания.

### **7.3. Порядок проведения работы (задание)**

7.3.1. Включить питание лабораторного стенда, включить нагрузку  $S_1$ , отключить трансформатор Т3. Остальные элементы мнемосхемы могут быть в любом состоянии (включено или выключено). Подключить электронный осциллограф для контроля напряжения на шинах 0,4 кВ цеховой ТП. Настроить осциллограф таким образом, чтобы можно было оценить глубину и длительность провала наблюдаемого на экране напряжения.

7.3.2. Запустить установку нажатием кнопки " Пуск" и, внимательно наблюдая на экране осциллографа за исследуемым напряжением, зафиксировать провалы напряжения (время, глубину, длительность). Проанализировать результаты наблюдений, выявив среди зафиксированных провалов те, которые вызваны пиковой нагрузкой в сети 0,4 кВ цеховой ТП.

7.3.3. Включить трансформатор Т3 на параллельную работу с трансформатором Т4 и повторить эксперимент в соответствии с п.7.3.2. Оценить степень уменьшения глубины провалов напряжения, обусловленных пиковой нагрузкой в сети 0,4 кВ.

7.3.4. Оформить отчет по лабораторной работе.

### **7.4. Контрольные вопросы**

7.4.1. Каковы причины провалов напряжения в промышленных электросетях?

7.4.2. Опишите механизм воздействия провалов напряжения на электродвигатели, на установки электрического освещения, на ЦТС.

7.4.3. Какими путями можно обеспечить устойчивость ЦТС к провалам напряжения?

7.4.4. Какие нормы на провалы напряжения установлены в ГОСТ 32144-2013?

## Библиографический список

1. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / -М.:Энергоатомиздат, 1985.
2. Ристхейн Э.М. Электроснабжение промышленных установок / -М.: Энергоатомиздат, 1991.
3. Гужов Н.П., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электроснабжения / Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007.- («Учебники НГТУ»).
4. Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения). Утверждён приказом №49 Минпромэнерго России от 22.02.2007г.
5. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. НОРМЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ.

Составитель:  
Гужов Николай Петрович

## ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Методические указания к лабораторно-практическим работам

Редактор *М.Г. Девщенко*  
Компьютерная верстка *В.Н. Зенина*

Подано в печать «\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г. Формат 60x84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>  
Объем 2,6 уч.-изд. л., \_\_\_ усл. печ. л.  
Тираж 100 экз. Изд №\_\_ Заказ \_\_\_

---

Отпечатано в Издательском центре НГАУ «Золотой колос»  
630039, Новосибирск, ул. Добролюбова, 160, кааб. 106.  
Тел./факс (383) 267-09-10. E-mail: 2134539@mail.ru