

НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНЖЕНЕРНЫЙ ИНСТИТУТ

УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В АПК

Методические указания
для самостоятельной работы, выполнения
лабораторных занятий и расчетно-графической работы

Новосибирск 2024

Кафедра техносферной безопасности и электротехнологий

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

Рецензент

Управление режимами работы систем электроснабжения в АПК:
метод. указания для самост. работы, выполнения лабораторных занятий и
расчетно-графической работы /Новосиб. гос. аграр. ун-т, Инженер.ин-т; сост.
Н.П. Гужов. – Новосибирск, 2024. – 20 с.

Методические указания предназначены для самостоятельного изучения дисциплины магистрантами очной и заочной форм обучения по направлению подготовки 35.04.06 – Агроинженерия, профиль «Управление электроэнергетическими системами в АПК». Приведены задания и методические указания по выполнению лабораторных занятий и расчетно-графической работы.

Утверждены и рекомендованы к изданию методической комиссией Инженерного института (протокол № __ от _____ 2022 г.).

© Новосибирский государственный аграрный университет, 2024

© Инженерный институт, 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО САМОСТОЯТЕЛЬНОМУ ИЗУЧЕНИЮ ТЕМ И РАЗДЕЛОВ КУРСА.....	5
1.1. Цель и задачи курса	5
1.2. Общие методические рекомендации по изучению курса «Управление режимами работы систем электроснабжения в АПК».....	5
1.2.1. Введение.....	5
1.2.2. Управление объектом.....	6
1.2.3. Автоматизированное управление системой электроснабжения.....	6
1.2.4. Потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения	6
1.2.5. Качество электрической энергии.....	7
2. ЗАДАНИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ ЗАНЯТИЙ.....	7
2.1. Задание для лабораторных занятий	7
2.2. Методические указания по выполнению задания	10
3. ЗАДАНИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКОЙ РАБОТЫ	14
3.1. Задание на расчетно-графическую работу	14
3.2. Методические указания по выполнению РГР.....	16
4. ВОПРОСЫ ДЛЯ ЭКЗАМЕНА	19
Библиографический список	20

ВВЕДЕНИЕ

Задачей системы электроснабжения (СЭС) является надежное обеспечение потребителя качественной электроэнергией с минимальными затратами, причем в надежности и качестве в большей степени заинтересован потребитель, а в минимальных затратах – СЭС. Надежность электроснабжения зависит от структуры электрической схемы, надежности её элементов, уровня эксплуатации. Качество электроэнергии, доведенной до потребителя, определяется качеством электроэнергии, полученной от энергоснабжающей организации, а также от эффективности используемых технических средств и их реализации при управлении режимами работы СЭС.

Одним из свойств электроэнергии, характеризующим её качество, является величина напряжения. Наилучшим значением напряжения является его номинальная величина, на значение которой проектируются электроприемники исходя из наибольшей эффективности функционирования. В ГОСТ 32144-2013 величина напряжения представляется отклонением от номинального значения, численное значение которого оценивается в виде осредненной величины за десятиминутный интервал времени. Окончательный вывод о качестве электроэнергии с позиции указанного отклонения делается после реализации оценок на недельном интервале времени, при этом допустимый диапазон отклонений определен как $\pm 10 \%$. Считается, что в этом диапазоне происходит не столь заметный ущерб от ухудшения качества электроэнергии.

Исходя из эффективности использования технических средств регулирования напряжения, их устанавливают в узлах электрической сети, а не на зажимах электроприемников. Это приводит к тому, что принципиально исключена возможность поддержания величины напряжения в один и тот же момент времени на зажимах всех электроприемников близкой к номинальному значению. Причиной этого является разная удаленность электроприемников от узлов электрической сети, где устанавливаются технические средства регулирования напряжения, и разная загрузка линий электропередачи, вызывающие разные потери напряжения до электроприемников. Следовательно, регулирование ведется с целью поддержания напряжения в вышеуказанном диапазоне отклонений.

Целью данной расчетно-графической работы (РГР) является приобретение навыков в расчете режима напряжения в электрической сети на суточном интервале времени, в оценке наилучшего положения переключателя без возбуждения (ПБВ) трансформатора 10/0,4 кВ, в разработке графика использования регулятора под нагрузкой (РПН) трансформатора главной понизительной подстанции (ГПП). Объектом для решения задач РГР является фрагмент электрической сети системы электроснабжения сельскохозяйственного назначения, для которого заданы значения параметров этой сети и соответствующие значения электрической нагрузки.

В итоге изучения курса «Управление режимами работы систем электроснабжения в АПК» необходимо

знать:

- знать принципы построения автоматизированного управления системами электроснабжения: технического обеспечения, информационного обеспечения, математического обеспечения, программного обеспечения;

- структуру и технологию реализации задач управления системами электроснабжения в условиях АСУ.

уметь:

- использовать математические модели прогнозирования электрической нагрузки;
- разрабатывать алгоритмы формализованных задач управления системами электроснабжения;
- оценивать допустимость режимов работы системы электроснабжения по показателям качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013;
- анализировать причины ухудшения качества электроэнергии.

владеть:

- приемами решения задач по улучшению качества электроэнергии.

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО САМОСТОЯТЕЛЬНОМУ ИЗУЧЕНИЮ ТЕМ И РАЗДЕЛОВ КУРСА

1.1. Цель и задачи курса

Дисциплина **УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В АПК** предназначена для того, чтобы дать магистрантам знания принципов расчета и регулирования режимов напряжения систем электроснабжения сельскохозяйственных потребителей с технико-экономической точки зрения, а также привить навыки в использовании методики по оценке качества электрической энергии, доводимой до электроприемников.

Исходя из цели, в процессе изучения дисциплины решаются следующие задачи:

- Освоение методов расчета режимов работы систем электроснабжения сельскохозяйственных объектов;
- Знакомство с конструкциями устройств регулирования напряжения в системах электроснабжения сельского хозяйства и принципами их применения;
- Приобретение навыков в оценке качества электроэнергии, доводимой до электроприемников.

Дисциплина изучается в одном семестре: для дневной формы обучения это 4 семестр.

4 семестр:

- Лекции – 8 часов;
- Лабораторные занятия – 24 часа;
- Самостоятельная работа – 49 часов;
- В течение семестра выполняется РГР;
- Итоговая аттестация – экзамен.

Информационной основой данной дисциплины является курс «Электроснабжение» из бакалаврской подготовки.

1.2. Общие методические рекомендации по изучению курса «Управление режимами работы систем электроснабжения в АПК»

1.2.1. Введение

Задачи и роль дисциплины в подготовке специалистов для АПК. Понятие качества электроэнергии.

1.2.2. Управление объектом

Понятие управление объектом. Характеристика этапов решения задачи управления. Виды реализации управления: ручное, автоматическое (САУ), автоматизированное (АСУ). Характеристика особенностей указанных видов реализации управления.

Вопросы для самопроверки

1. Что понимается под управлением объектом?
2. Типовые этапы решения задач управления, их характеристика.
3. Виды реализации управления.
4. В чем особенность автоматизированного управления объектом?

1.2.3. Автоматизированное управление системой электроснабжения

Составные части автоматизированной системы управления: техническое обеспечение (ТО), информационное обеспечение (ИО), математическое обеспечение (МО), программное обеспечение (ПО). Структурная схема технического обеспечения автоматизированного управления системой электроснабжения: датчики параметров режима работы СЭС, система телемеханики, сеть ЭВМ. Принципы построения датчиков параметров режима работы СЭС.

Вопросы для самопроверки

1. Составные части автоматизированного управления объектом, их характеристика.
2. Структурная схема технического обеспечения автоматизированного управления системой электроснабжения.
3. Принципы построения датчиков параметров режима работы СЭС.

1.2.4. Потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения

Расчет потерь электроэнергии в элементах системы электроснабжения (линиях электропередачи, трансформаторах). Анализ влияния параметров электрической сети и параметров режима работы электрической сети на величину потерь электроэнергии. Компенсация реактивной мощности в СЭС. Выравнивание графиков электрической нагрузки как фактор снижения потерь электроэнергии в СЭС.

Вопросы для самопроверки

1. Как рассчитываются потери электроэнергии в линиях электропередачи на определенном интервале времени?
2. Как рассчитываются потери электроэнергии в трансформаторах на определенном интервале времени?
3. Как влияют параметры электрической сети на потери электроэнергии?

4. Как влияют параметры режима работы электрической сети на потери электроэнергии?
5. Назначение и принцип компенсации реактивной мощности.
6. Что такое выравнивание графиков электрической нагрузки, какая цель этим преследуется?

1.2.5. Качество электроэнергии

Свойства напряжения, характеризующие качество электроэнергии, и их номинальные численные значения. Показатели качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 и их допустимые значения. Регулирование напряжения в системе электроснабжения. Управление режимами работы СЭС с целью улучшения формы кривой напряжения в узлах электрической сети. Симметрирование режимов работы СЭС.

Вопросы для самопроверки

1. Какие свойства напряжения характеризуют качество электроэнергии?
2. Перечислить показатели качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
3. Принцип регулирования напряжения в системах электроснабжения.

2. ЗАДАНИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ ЗАНЯТИЙ

2.1. Задание для лабораторных занятий

На рис. 1 представлены схема распределительной сети напряжением 10 кВ и подключенные к ней трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ сельскохозяйственного района. Необходимо рассчитать режим работы электрической сети по напряжению на суточном интервале времени для фрагмента схемы, включающим в себя распределительную сеть, подключенную к левой секции сборных шин ГПП: линии электропередачи – Л1 ÷ Л10, выполненные проводом АС-50; трансформаторы подстанций – ТП-1 ÷ ТП-10. В таблицах 1, 2, 3 и 4 представлены длины линий электропередачи, параметры трансформаторов и суточные графики электрических нагрузок по подстанциям.

Таблица 1 – Длина линий электропередачи

Номер линии	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8	Л9	Л10
Длина, км	0,3	0,1	9,8	0,6	0,6	0,7	6,3	0,35	0,25	0,26

На главную понизительную подстанцию поступает электроэнергия от подстанции энергосистемы по двухцепной линии электропередачи напряжением 35 кВ длиной 24 км и выполненной проводом марки АС-50.

Таблица 2 – Паспортные характеристики трансформаторов

Номер ТП	Тип трансформатора	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	U_k , %	I_{xx} , %
ТП-7	ТМ-100/10У1	0,305	2,2	4,5	2,5
ТП-1, ТП-3, ТП-4, ТП-8	ТМ-160/10У1	0,41	3,1	4,5	2,0
ТП-2, ТП-5, ТП-6, ТП-9, ТП-10	ТМ-250/10У1	0,55	4,2	4,5	1,9

Отклонения напряжения в процентах от номинального на шинах 35 кВ подстанции энергосистемы на суточном интервале времени поддерживаются на следующих величинах:

- 1 ÷ 9 часы – 0 %;
- 10 ÷ 23 часы – +5 %;
- 24 час – +2,5 %.

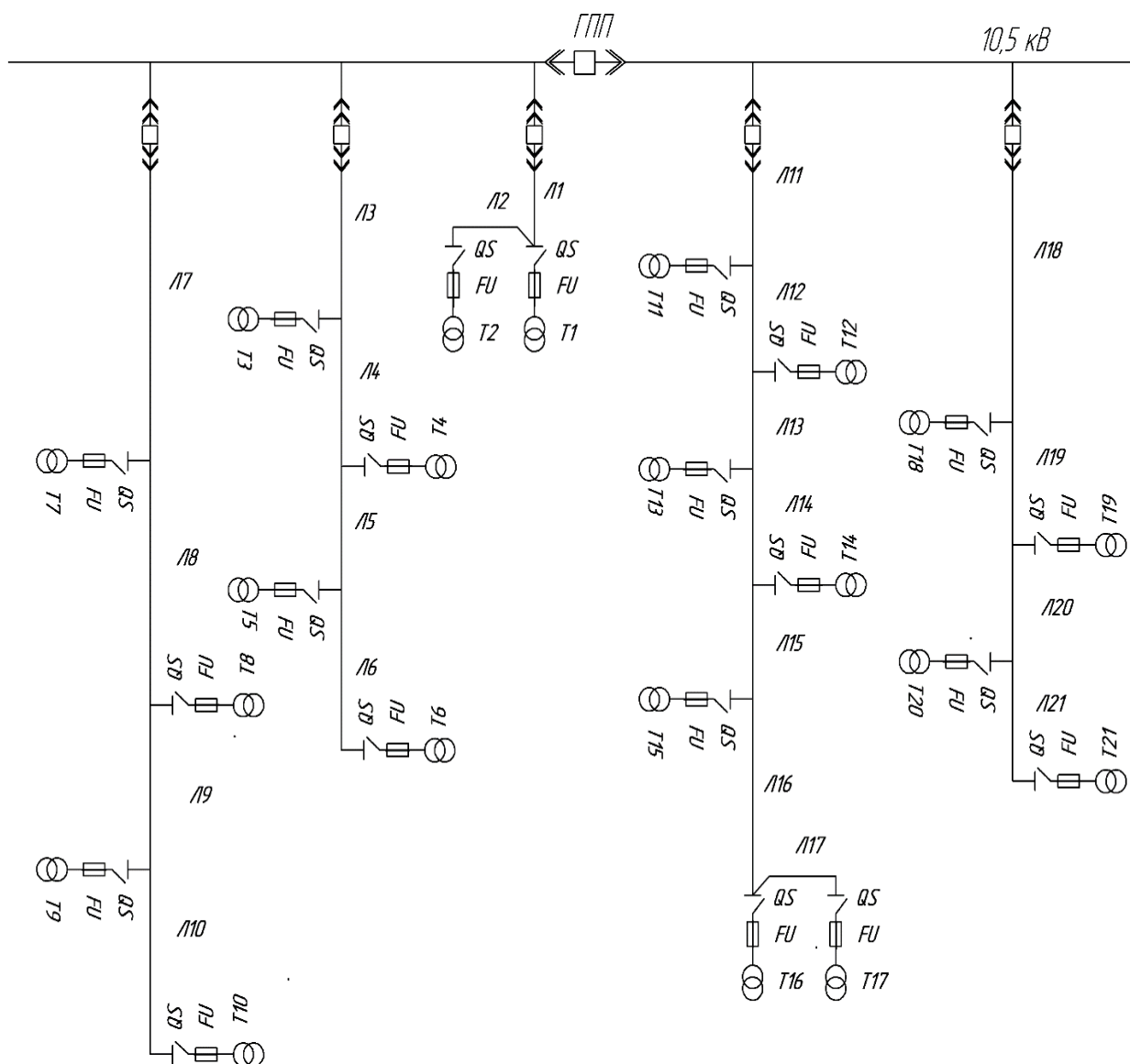


Рис. 1. Схема электроснабжения

Режим по напряжению рассчитать при среднем положении РПН, когда на сборных шинах низкого напряжения отклонение напряжения от номинального равно 5 %.

Начальное положения ПБВ принять таким, когда добавка к номинальному напряжению за трансформатором равна 0 %.

По результатам расчета режима принять наилучшие положения ПБВ на всех трансформаторах и после корректировки напряжения за трансформаторами разработать суточный график реализации РПН.

Таблица 3 – Суточные графики электрической нагрузки

t, час	Номер подстанции									
	ТП1		ТП 2		ТП 3		ТП 4		ТП 5	
	P1, кВт	Q1, квар	P2, кВт	Q2, квар	P3, кВт	Q3, квар	P4, кВт	Q4, квар	P5, кВт	Q5, квар
1	32	13	32	28	31	15	35	15	31	25
2	32	11	31	23	33	11	33	14	28	23
3	25	6	32	23	25	8	25	9	24	20
4	26	10	32	25	25	8	25	12	39	29
5	26	8	31	27	26	9	25	9	36	26
6	57	29	31	26	57	19	54	17	34	27
7	57	12	31	24	56	13	54	17	37	27
8	57	21	31	23	55	15	55	20	31	24
9	86	30	32	24	85	43	86	17	30	26
10	86	37	148	129	86	33	84	29	154	112
11	54	19	148	124	54	25	53	18	149	125
12	55	15	257	201	55	15	54	24	246	179
13	54	28	254	206	55	22	54	19	254	205
14	48	9	209	152	48	16	47	9	206	167
15	48	13	209	169	47	14	48	13	207	174
16	46	22	209	169	45	17	45	21	196	170
17	47	9	208	181	45	12	45	12	205	155
18	126	62	208	168	123	47	120	41	206	173
19	167	78	208	181	168	75	163	76	203	148
20	167	81	208	163	168	58	167	75	209	158
21	168	45	208	157	167	56	166	38	211	159
22	128	49	197	154	126	27	129	39	196	164
23	128	59	197	149	126	31	128	32	196	170
24	67	24	144	109	68	25	65	19	141	106

Таблица 4 – Суточные графики электрической нагрузки

t, час	Номер подстанции									
	ТП6		ТП7		ТП 8		ТП 9		ТП 10	
	P6, кВт	Q6, квар	P7, кВт	Q7, квар	P8, кВт	Q8, квар	P9, кВт	Q9, квар	P10, кВт	Q10, квар
1	32	25	21	5	33	11	36	28	31	25
2	30	22	22	9	33	10	31	27	35	30
3	30	22	16	8	26	12	30	23	35	27
4	33	28	16	4	24	7	34	25	37	28
5	36	29	16	5	24	10	32	26	30	25
6	30	26	37	16	56	25	30	23	32	24
7	31	26	36	12	58	25	30	22	31	23
8	31	25	36	16	58	12	31	26	35	30
9	35	25	54	21	84	22	31	24	35	27
10	151	127	53	27	85	39	130	104	156	113
11	146	104	34	17	54	20	147	106	147	115
12	253	198	34	9	55	21	249	209	258	194
13	254	184	35	15	54	15	259	188	253	198
14	200	145	31	13	48	23	212	178	204	148
15	207	162	31	8	47	18	206	167	203	165
16	210	176	29	6	46	23	204	177	205	172
17	210	170	28	10	45	15	209	152	206	173
18	214	155	79	35	125	48	210	164	203	176
19	214	161	105	51	166	57	206	150	214	155
20	207	150	103	25	164	80	213	166	209	169
21	209	152	104	26	167	57	204	148	203	164
22	198	160	80	37	126	43	193	162	195	152
23	195	142	81	38	126	36	195	153	196	142
24	138	104	41	8	67	31	141	122	146	122

2.2. Методические указания по выполнению задания

Расчет режима работы электрической сети рассматриваемой системы электроснабжения будет проводиться начиная с шин распределительного устройства 35 кВ подстанции энергосистемы и заканчивая шинами РУ-0,4 кВ всех подстанций 10/0,4 кВ. Расчет отклонений напряжения на суточном интервале времени в узлах электрической

сети будет выполняться в процентах от номинального напряжения соответствующей сети, а расчет потерь напряжения на каждом элементе сети (линии, трансформаторе) – также в процентах от номинального напряжения соответствующей сети.

Исходной информацией для данного расчета являются:

- заданные отклонения напряжения на шинах 35 кВ подстанции энергосистемы;
- активные и реактивные сопротивления линий электропередач и трансформаторов для рассматриваемой схемы;
- среднечасовые значения активной и реактивной мощности на суточном интервале времени для каждого элемента электрической сети.

Принцип расчета режима работы электрической сети по напряжению заключается в следующем:

1. для расчетной схемы (рис. 2) определяется отклонение напряжения в узле 1 (для начала это шины 35 кВ подстанции энергосистемы) по выражению

$$\Delta V = \frac{U_1 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \%;$$

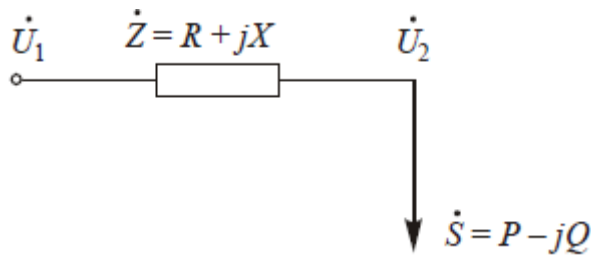


Рис. 2. Расчетная схема

2. расчёт потери напряжения на соответствующем элементе в процентах от номинального производится по следующей формуле:

$$\Delta V = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{ном}}^2 \cdot 10},$$

где P , Q – нагрузка, передаваемая по элементу, кВт, квар; R , X – сопротивление элемента, Ом; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, к которому приведены сопротивления элемента, кВ;

3. оценивается величина отклонения напряжения от номинального в узле нагрузки по выражению:

$$V_2 = V_1 - \Delta V,$$

где V_1 – значение напряжения в начале рассматриваемого элемента.

При нормальном режиме работы электрической сети все секционные выключатели отключены (разомкнуты), поэтому расчет будет проводиться отдельно для одной цепи (до левой секции ГПП и далее).

Для удобства расчетов принципиальная схема представляется в виде схемы замещения, на которой указываются только сопротивления линий электропередачи и трансформаторов (рис. 3), а также номера узлов.

Сопротивления линий электропередачи рассчитываются по выражениям:

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

где r_0, x_0 - погонные параметры линии электропередачи (справочная информация); L – длина линии.

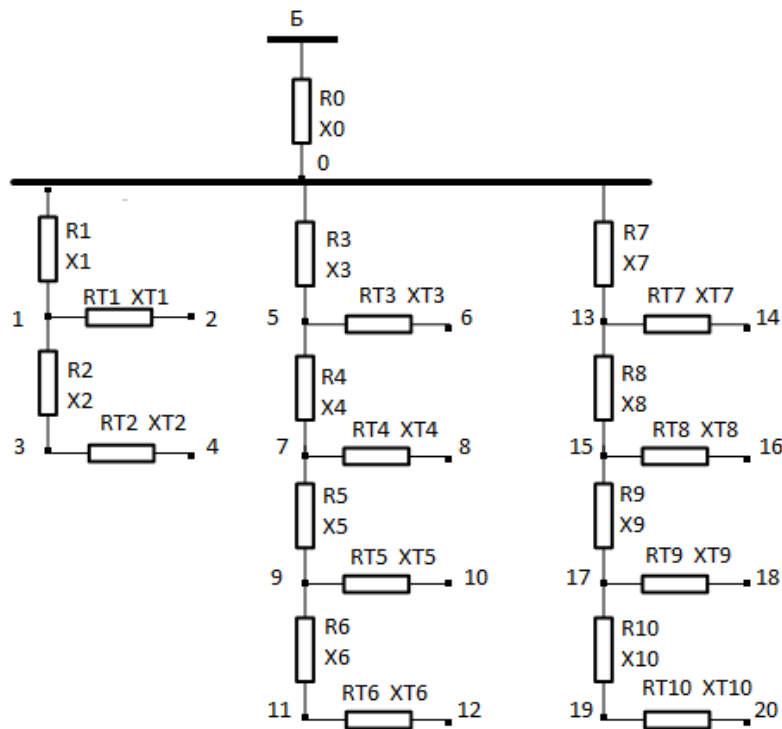


Рис. 3. Схема замещения

Сопротивления трансформаторов определяются по выражениям

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_H^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^3,$$

где $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора; U_H – номинальное напряжение сети; $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$Z_T = \frac{U_{кз\%} \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{ном}},$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2},$$

где $U_{кз\%}$ - напряжение короткого замыкания; $U_{кз\%}$ - номинальное напряжение.

Последовательность расчета по указанному выше алгоритму запрограммировать в Excel. На первом шаге в результате расчета на суточном интервале времени получить среднечасовые значения отклонений напряжения на шинах РУ 0,4 кВ каждой подстанции. При этом положение регулирующих средств в данной системе электроснабжения должны находиться в неизменном положении:

- регулирующее устройство под нагрузкой (РПН) на трансформаторе ГПП – в положении 0 %, когда добавка трансформатором к номинальному напряжению 10 кВ равна +5 %;
- регулирующее устройство – переключатель без возбуждения (ПБВ) на трансформаторах 10/0,4 кВ – в положении -5%, когда добавка трансформатором к номинальному напряжению 0,38 кВ равно $E_{доб} = 0$ %.

Результаты расчета на первом шаге представить в табл. 5, где номера узлов указаны в соответствии со схемой замещения (рис. 3). Среднесуточные значения отклонений

напряжения ($V_{\text{ср}}$, %) позволяют принять наилучшее положение ПБВ (значение добавки трансформатором $E_{\text{доб}}$, %). Это положение, изменяемое с шагом 2,5 %, должно быть таким, чтобы среднесуточное отклонение напряжения было как можно ближе к 5 %.

- Так, например, для первой подстанции получено среднесуточное отклонение напряжения равное 3,03 % при предварительной добавке трансформатора равной 0 % (при положении ПБВ равным -5 %). Следовательно, необходимо принять новое положение ПБВ равное -2,5 %, при котором добавка трансформатора будет равной +2,5 % и получится новое отклонение напряжения равное 5,53 %.
- По аналогии принять решения по всем подстанциям «левой» секции ГПП и результаты представить в табл. 6.

Таблица 5 – Отклонения напряжения на шинах 0,4 кВ ТП

Т, час	V2, %	V4, %	V6, %	V8, %	V10, %	V12, %	V14, %	V16, %	V18, %	V20, %
1	3,29									
2	3,38									
...	...									
24	2,71									
$V_{\text{ср}}$, %	3,03									

Таблица 6 – Рекомендуемые положения ПБВ на трансформаторах

№ ТП	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП6	ТП7	ТП8	ТП9	ТП10
Узел	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
Положение ПБВ	-2,5%									
$E_{\text{доб}}$, %	2,5									
$V_{\text{ср}}$, %	5,53									

На втором шаге значения отклонений напряжения на суточном интервале времени на шинах 0,4 кВ всех подстанций корректируются с учетом рекомендуемых значений добавок трансформаторов и рассчитываются среднечасовые значения отклонений напряжения по всем подстанциям ($V_{\text{срч}}$, табл. 7).

На основании среднечасовых значений отклонений рекомендуется корректировка добавок трансформатора ГПП ($\Delta \text{РПН}$, %).

На первом шаге принималась добавка трансформатора на суточном интервале времени неизменной, равной 5 %, после принятия рекомендаций по корректировке получены новые значения $E_{\text{доб}}$, указанные в табл. 7.

Таблица 7 – Оценка наилучших положений РПН

Т, час	V2, %	V4, %	V6, %	V8, %	V10, %	V12, %	V14, %	V16, %	V18, %	V20, %	$V_{\text{срч}}$, %	$\Delta \text{РПН}$, \pm %	новое $E_{\text{доб}}$, %
1													
2													
...													
24													

На третьем шаге расчета применяются новые значения добавки трансформатора на ГПП (Едоб) и с учетом рекомендуемых ранее добавок напряжения на трансформаторах 10/0,4 кВ проводится расчет режима напряжения до узлов шин 0,4 кВ подстанций, результаты отклонений напряжения на которых привести в таблице, аналогичную табл. 4.8.

Сопоставить результаты расчета до регулирования напряжения и после регулирования, сделать вывод. Для наглядности эффекта регулирования выборочно представить графики отклонения напряжения для одной из подстанций.

3. ЗАДАНИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

3.1. Задание на расчетно-графическую работу

На рис. 4 представлена расчетная схема, в соответствии с которой необходимо:

1. рассчитать параметры схемы замещения электрической сети;
2. вычислить отклонения напряжения V в максимальном и минимальном режимах для ближайшего Эв и наиболее удаленных электроприемников Эу;
3. выбрать наилучшее положение переключателя ПБВ трансформатора ТП;
4. оценить отклонения напряжения в НВРС на соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013;
5. построить эпюры отклонений напряжения до и после изменения положения ПБВ;
6. перечислить возможные пути улучшения напряжения в НВРС, пояснить их физико-математический смысл.

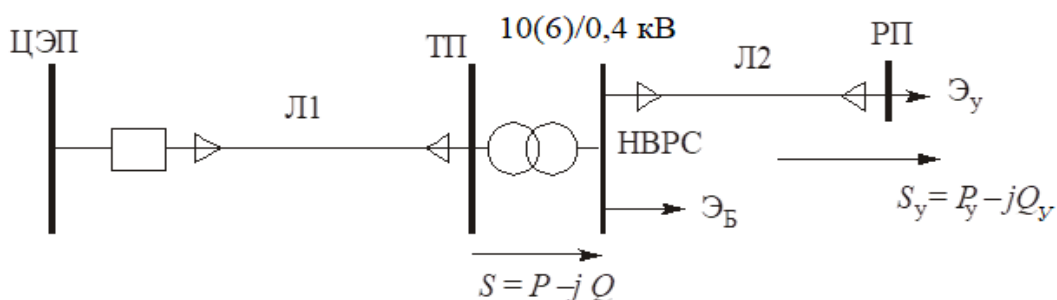


Рис. 4. Расчетная схема

Пояснения к схеме:

ЦЭП – центр электрического питания (шины распределительного устройства 10(6) кВ главной понизительной подстанции);

Л1 – кабельная линия напряжением 10 кВ длиной $L1$, питающая ТП 10/0,4 кВ;

НВРС – низковольтная (до 1000 В) распределительная сеть;

Л2 – кабель напряжением 380 В длиной $L2$, питающий распределительный пункт РП, к которому подключена группа наиболее удаленных электроприемников Эу;

Эб – ближайший к шинам ТП электроприемник;

$S = P - jQ$ – нагрузка трансформатора ТП;

$S_y = P_y - jQ_y$ – нагрузка группы наиболее удаленных электроприемников, подключенных к РП.

В табл. 8 для различных вариантов приведены: величины напряжения, поддерживаемые на шинах 10(6) кВ центра электрического питания в максимальном и минимальном режимах; номинальная мощность трансформатора 10(6)/0,4 кВ; длина и сечение кабеля линий электропередачи Л1 и Л2.

В табл. 9 для различных вариантов приведены значения активной и реактивной мощности, передаваемые по линии Л1 (трансформатора) и Л2 в максимальном и минимальном режимах.

Таблица 8 – Параметры электрической сети

№ варианта	$U_{цп}$, кВ		Л1		S_{HT} , кВА	Л2	
	Макс. режим	Мин. режим	$L1$, км	F , мм ²		$L2$, км	F , мм ²
1	6,0	6,2	2	16	100	0,1	4
2	10,0	10,3	3	16	160	0,2	10
3	10,1	10,3	4	16	250	0,15	16
4	6,2	6,3	3	16	400	0,3	50
5	9,6	10,0	2,5	16	250	0,35	25
6	10,5	10,7	3	16	160	0,25	16
7	9,7	10,3	3,5	16	100	0,2	6
8	6,1	6,3	3	16	160	0,15	10
9	6,3	6,5	3	16	100	0,3	6
10	10,0	10,4	1	16	250	0,2	25
11	10,0	10,5	3	16	160	0,2	16
12	6,1	6,3	3	16	100	0,2	4
13	9,7	10,1	4	16	400	0,1	70
14	10,3	10,5	2	16	250	0,3	16
15	6,05	6,2	1,5	16	160	0,2	16

Таблица 9 – Информация о нагрузках

№ варианта	S				S_y			
	Макс. режим		Мин. режим		Макс. режим		Мин. режим	
	P , кВт	Q , квар	P , кВт	Q , квар	P_y , кВт	Q_y , квар	P_y , кВт	Q_y , квар
1	80	30	20	10	30	15	5	2
2	130	60	30	15	36	17	6	3
3	220	70	40	20	50	20	9	4
4	320	150	60	20	60	15	10	4
5	200	80	42	18	52	21	10	5
6	120	60	32	16	33	15	6	4
7	83	29	18	7	27	12	7	3
8	125	55	31	14	35	16	8	4

9	79	28	17	6	25	10	6	3
10	210	75	41	19	48	17	8	4
11	140	30	32	16	38	18	7	3
12	85	32	21	8	25	10	4	1
13	340	130	56	25	50	15	8	3
14	215	70	50	20	50	20	10	4
15	130	65	28	13	30	15	5	2

3.2. Методические указания по выполнению РГР

Прежде чем приступить к расчету режима электрической сети по напряжению необходимо в соответствии с расчетной схемой (рис. 4) составить схему замещения, в которой элементы электрической сети представляются своими активным и реактивным сопротивлениями и соединены они согласно расчетной схеме.

Из четырех наименований схемы главных соединений (трансформаторы, линии электропередачи, электрические аппараты и сборные шины) определяющую роль в расчете режима работы электрической сети играют сопротивления трансформаторов и линий электропередачи.

Сопротивления трансформатора рассчитываются на основе его паспортных характеристик по выражениям

$$Z_T = \frac{U_{K3\%}}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_T}, \quad R_T = \frac{\Delta P_{K3} U_{ном}^2}{S_T^2}, \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2},$$

а сопротивления линии электропередачи определяется на основе удельных (справочных) сопротивлений (r_0 , x_0), зависящих от материала проводника, сечения и длины по выражениям

$$R_L = r_0 \cdot L, \quad X_L = x_0 \cdot L.$$

В [1] при обсуждении критерия выбора сечения линий электропередачи по допустимой потере напряжения показано, что режим сетей систем электроснабжения по напряжению может быть рассчитан без учета поперечной составляющей падения напряжения, а также можно использовать значение номинального напряжения сети вместо неизвестного напряжения узла нагрузки, определяемого в результате итерационного вычислительного процесса. Сказанное упрощает расчет режима сети по напряжению, т.к. нет необходимости записывать числа в комплексной форме, но получаемая при этом погрешность невелика.

При проектировании и управлении системами электроснабжения, когда отсутствует информация о графиках электрических нагрузок, оценить качество напряжения можно по двум предельным режимам нагрузки: максимальному и минимальному. Эти предельные значения электрической нагрузки определяются на основании гипотезы о распределении ее по нормальному закону распределения вероятностей, когда указанные значения нагрузки являются границами диапазона ее нахождения с вероятностью 0,95 на суточном интервале времени наиболее загруженного периода года. Сказанное приводит к тому, что отклонения напряжения в узлах электрической сети, рассчитанные по указанным предельным значениям электрической

нагрузки, также являются границами диапазона их нахождения с вероятностью 0,95 на суточном интервале времени.

При совместном расчете режима распределительных сетей 10 и 0,38 кВ оценки напряжений в узлах и потерь напряжения в элементах сети удобней представлять в процентах от номинального напряжения.

В соответствии с расчетной схемой (рис. 4) для максимального и минимального значений электрической нагрузки расчет режима сети по напряжению производится по следующему алгоритму:

1) оценивается отклонение напряжения от номинального в центре электрического питания

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100, \%;$$

2) рассчитывается потеря напряжения в линии Л1

$$\Delta V_1 = \frac{PR_1 + QX_1}{U_{\text{ном}}^2 10}, \%;$$

3) определяется отклонение напряжения в узле 2 (перед трансформатором)

$$V_2 = V_1 - \Delta V_1, \%;$$

4) рассчитывается потеря напряжения в трансформаторе

$$\Delta V_T = \frac{PR_T + QX_T}{U_{\text{ном}}^2 10}, \%;$$

5) определяется отклонение напряжения в узле 3 (за трансформатором), причем принимается одно из пяти положений ПБВ трансформатора, которые позволяют реализовать следующие добавки трансформатора ($E_{\text{доб}}$): 0 %, +2,5 %, +5 %, +7,5 %, +10 %. Это положение ПБВ остается неизменным в обоих режимах нагрузки

$$V_3 = V_2 - \Delta V_T + E_{\text{доб}}, \%;$$

6) оценивается потеря напряжения в линии Л2

$$\Delta V_2 = \frac{P_y R_2 + Q_y X_2}{U_{\text{ном}}^2 10}, \%;$$

7) рассчитывается отклонение напряжения в узле 4 (у удаленных электроприемников)

$$V_4 = V_3 - \Delta V_2, \%;$$

В приведенном алгоритме значения номинального напряжения берутся по шкале номинальных напряжений «принимающих» узлов электрической сети (в низковольтной распределительной сети – 0,38 кВ, в высоковольтной распределительной сети – 10 кВ или 6 кВ, в соответствии с исходной информацией). На основании расчетов для максимального и минимального режимов электрической нагрузки строятся эпюры отклонений напряжения (рис. 5).

На основании анализа эпюр отклонений напряжения для указанных режимов электрической нагрузки принимается решение о наилучшем положении ПБВ. Оно должно быть таким, чтобы эпюра отклонений напряжения в сети до 1000 В для среднего режима нагрузки (линия, соединяющая отклонения напряжения узлов 3 и 4) располагалась более «симметрично» относительно нуля.

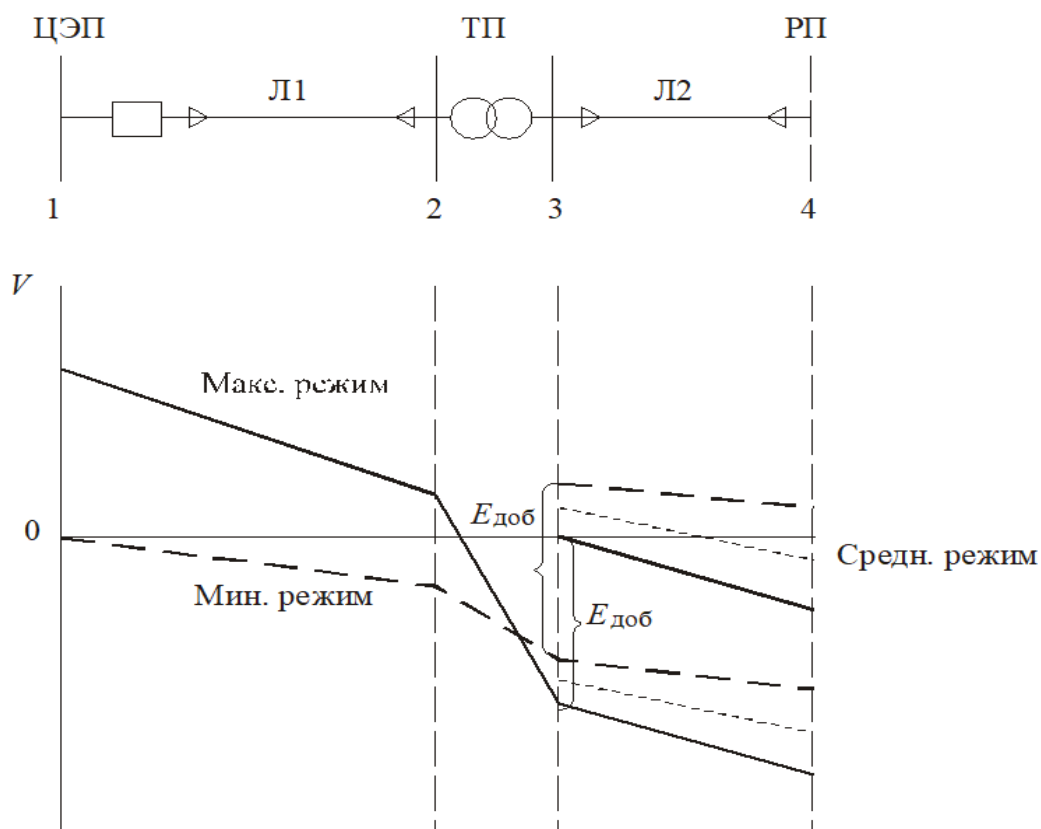


Рис. 5. Эпюры отклонений напряжения

В данной работе, в целях улучшения напряжения в распределительной сети до 1000 В, необходимо перечислить всевозможные мероприятия и пояснить их физико-математический смысл.

Этими мероприятиями могут быть:

1. Реализация принципа встречного регулирования напряжения в центре питания;
2. Компенсация реактивной мощности в распределительной сети до 1000 В;
3. Установка трансформатора 10/0,4 кВ с другой схемой соединения обмоток;
4. Установка двух подстанций 10/0,4 кВ (вместо одной), что приведет к снижению длины линий электропередачи распределительной сети до 1000 В;
5. Изменение структуры распределительной электрической сети до 1000 В с целью снижения нагрузки на линии электропередачи;
6. Применение распределительного шинпровода в сети до 1000 В.

Вопросы для защиты РГР

1. Как рассчитываются параметры электрической сети?
2. Принцип расчета режима работы электрической сети по напряжению.
3. Принцип выбора наилучшего положения ПБВ.
4. Физико-математический смысл возможных путей улучшения качества напряжения.

4. ВОПРОСЫ ДЛЯ ЭКЗАМЕНА

1. Понятие процесса управления объектом. Характеристика этапов управления.
2. Виды реализации управления.
3. Составные части АСУ.
4. Структурная схема процесса управления, виды воздействия на объект.
5. Структурная схема технического обеспечения АСУ СЭС.
6. Расчет параметров схемы замещения электрической сети СЭС.
7. Расчет потерь активной электроэнергии в ЛЭП.
8. Расчет потерь активной электроэнергии в трансформаторе.
9. Компенсация реактивной мощности.
10. Свойства напряжения, характеризующие качество электроэнергии, показатели качества электроэнергии и их нормирование.
11. Принципы расчет режима электрической сети по напряжению.
12. Технические средства регулирования напряжения, физико-математический смысл их реализации.
13. Оценка наилучшего положения ПБВ.
14. Регулирование напряжения в СЭС.
15. Выравнивание групповых графиков электрических нагрузок.
16. Понятия местного и централизованного регулирования напряжения, встречное регулирование напряжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Системы электроснабжения: учеб. пособие* / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015.
2. *Каталог оборудования фирмы ИЕК.*
3. *Князевский Б.А., Липкин Б.Ю.* Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Высшая школа, 1986.
4. *Ристхейн Э.М.* Электроснабжение промышленных установок: Учеб. для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
5. *Правила устройства электроустановок. 7-е издание.* – Министерство Энергетики РФ, М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
6. *Справочник по проектированию электроснабжения* / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
7. *Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования* / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
8. *Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.* Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
10. *Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т.* / Под общ. ред. А.А. Федорова. Т.1. Электроснабжение. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
11. *Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т.* / Под общ. ред. А.А. Федорова. Т.2. Электрооборудование. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
12. *Электротехнический справочник: В 4-т.* / Под ред. В.Г. Герасимова и др. – 9-е изд., стер. – М.: Изд-во МЭИ: т.3: Производство, передача и распределение электрической энергии, 2004.