

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по выполнению практических работ
по дисциплине
«ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ»

Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Профиль «Интеллектуальные системы электроснабжения»
Квалификация выпускника магистр

Ставрополь, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Практическое занятие 1 Составление расчетной схемы сети для выполнения расчетов потерь электроэнергии	9
2 Практическое занятие 2. Расчет параметров схем замещения элементов электрической сети различного номинального напряжения для программы RastrWin	12
3 Практическое занятие 3. Расчет потерь электроэнергии различными методами в питающей и системообразующей сети и разработка мероприятий по повышению эффективности работы сети	21
4 Практическое занятие 4. Расчет потерь электроэнергии в распределительной сети высокого напряжения и разработка мероприятий по повышению эффективности работы сети	27
5 Практическое занятие 5. Расчеты потерь электроэнергии в сети 0,4 кВ	30
6 Практическое занятие №6. Расчеты условно-постоянных потерь в элементах электрической сети	33
7 Практическое занятие 7. Анализ достоверности расчетов и структурный анализ потерь электроэнергии в электрических сетях	36
8 Практическое занятие 8. Влияние отпусков электроэнергии на величину потерь электроэнергии при использовании метода средних нагрузок	46
9 Практическое занятие 9. Исследование влияния уровня рабочего напряжения на шинах источника питания на результаты расчета потерь электроэнергии	49
10 Практическое занятие 10. Исследование потерь электроэнергии, обусловленных погрешностью системы учета	51
11 Практическое занятие 11. Расчет величины фактических потерь электроэнергии в линиях и подстанциях	57

12	Практическое занятие 12. Влияние эквивалентирования на результаты расчета потерь электроэнергии	62
13	Практическое занятие 13. Влияние учета СХН на величину расчета потерь электроэнергии	66
14	Практическое занятие 14. Повышение эффективности работы кольцевой сети напряжением 10 кВ	69
15	Практическое занятие 15. Повышение эффективности работы трансформаторных подстанций	73
16	Практическое занятие 16. Повышение эффективности работы сети напряжением 0,4 кВ за счет выравнивания загрузки фаз	74
17	Практическое занятие 17. Оценка экономической эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии.	76
18	Практическое занятие 18. Анализ результатов расчета потерь электроэнергии и разработка программы повышения эффективности работы электрической сети	84
	Список рекомендуемой литературы.....	88
	Приложение А	91
	Приложение Б	98

ВВЕДЕНИЕ

В условиях практической деятельности магистр в соответствии с федеральными требованиями должен обладать способностью определять эффективные производственно-технологические режимы работы объектов электроэнергетики и электротехники, вести расчеты режимов электроэнергетических систем и сетей различного уровня напряжения и разрабатывать мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях

Преподавание дисциплины предполагает изучение и обобщение теоретического и практического опыта повышения эффективности работы электрических сетей.

Для достижения поставленных целей решаются следующие задачи:

- изучение передового опыта в области повышения эффективности работы электрических сетей;
- освоение методов расчета и нормирования потерь ЭЭ;
- освоение методов снижения потерь ЭЭ и повышения эффективности работы электрических сетей;
- технико-экономическое обоснование принимаемых решений по повышению экономичности работы электрических сетей;
- применение средств автоматизации для повышения экономичности работы электрических сетей;
- использование математических моделей для прогноза потерь электроэнергии на различных временных интервалах времени;
- исследование зависимости потерь ЭЭ от отпусков ЭЭ в сеть и уровней рабочего напряжения;
- исследование режимов работы распределительных электрических сетей высокого и низкого напряжений;
- исследование влияния погрешностей систем учета ЭЭ на режимы работы сети и нормативные потери ЭЭ;
- повышение эффективности работы замкнутых сетей напряжением 6-10 кВ;
- повышение эффективности работы трансформаторных подстанций;
- повышение эффективности работы сети 0,38 кВ за счет выравнивания нагрузок фаз;
- освоения методик оценки эффективности технических мероприятий;

Для достижения поставленных целей при изучении дисциплины, используется набор методических средств:

- лекции;
- самостоятельная работа студентов по дисциплине;
- индивидуальные и групповые консультации по теоретическим и практическим вопросам дисциплины;
- выполнение курсового проекта.

Проверка приобретенных знаний, навыков и умений осуществляется посредством опроса студентов при сдаче экзамена и защиты курсового проекта.

В нашей стране к настоящему времени, несмотря на наличие методических инструктивных материалов [1-3] регламентирующих работы по снижению потерь энергии в электрических сетях, указанные работы слабо развернуты и не обеспечивают необходимой экономической эффективности. Поэтому представляется важным не только реализация конкретной технической политики и технических мероприятий, но и выпуск специалистов которые будут проводить в жизнь новые идеи по экономии электроэнергии и материальных ресурсов.

Как показывает отечественный и зарубежный опыт, кризисные явления в стране в целом и в энергетике в частности отрицательным образом влияют на такой важный показатель энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии, как технологический расход электроэнергии на ее транспорт или потери в электрических сетях.

Из общей величины технических потерь около 78% приходится на электрические сети 110 кВ и ниже, в том числе 33,5 % – на сети 0,4–10 кВ. Если принять во внимание, что коммерческие потери сосредоточены в основном в сетях 0,4–10 кВ, то общая доля потерь в них от суммарных по стране в целом составляет около 60%. Учитывая, что по объективным причинам загрузка электрических сетей 0,4 кВ будет увеличиваться в связи с опережающим ростом бытового потребления электроэнергии, доля потерь в распределительных сетях в ближайшие годы также будет расти. Соответственно должны увеличиваться и усилия персонала по снижению потерь в сетях именно этого класса напряжения.

Потери электроэнергии являются важнейшим показателем рентабельности работы электрических сетей, наглядным индикатором состояния системы учета электроэнергии, эффективности деятельности сетевой организации. Этот индикатор свидетельствует о накапливающихся проблемах, кризисных явлениях, которые требуют безотлагательных решений в развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, совершенствования методов и средств их и управления, в повышении точности учета электроэнергии. В рыночных условиях проблема снижения коммерческих потерь в энергосистеме выдвигается в одну из главных задач обеспечения финансовой стабильности и экономической устойчивости сетевой организации. Проблема организации работы по сокращению потерь является актуальной для всех регионов страны.

Практическое занятие 1

Составление расчетной схемы сети для выполнения расчетов потерь электроэнергии

Целью занятия является получение составление расчетной схемы сети для выполнения расчетов потерь электроэнергии

В результате практического занятия студенты должны освоить способы и правила получение составление расчетной схемы сети для выполнения расчетов потерь электроэнергии

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью подготовки расчетных схем с целью расчета потерь электроэнергии различными методами.

Теоретическая часть

Для подготовки данных для расчета режима необходимо подготовить однолинейную схему с нанесением на ней номеров всех узлов и ветвей.

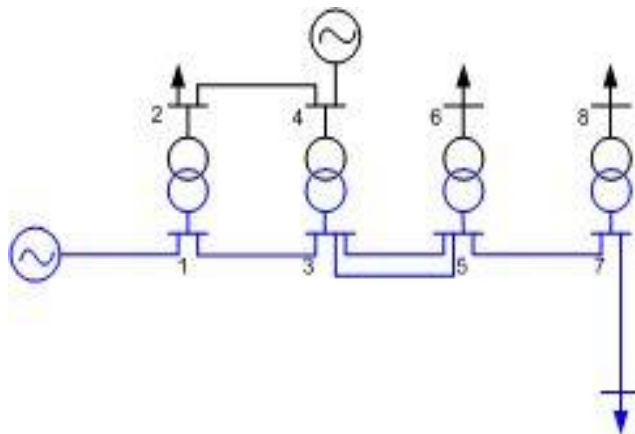


Рисунок 1 - Исходная информация

Граф электрической сети представляет собой систему из узлов, связанных между собой ветвями, как показано на рисунке 2.

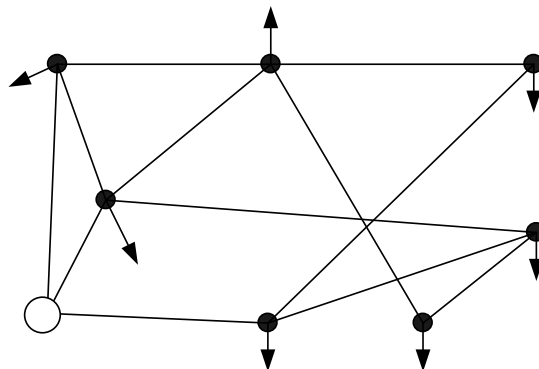


Рисунок 2 - Электрическая модель сети

При выполнении первого этапа расчета режима конкретной энергосистемы

(подготовка исходных данных) помимо решения очевидных задач, таких как определение параметров всех элементов схемы замещения энергосистемы и нумерация всех ее узлов, необходимо выполнить требования инструкции, прилагаемой к данному ПВК. В частности, для ветвей, содержащих трансформаторы и автотрансформаторы, вводится понятие *начала* и *конца* ветви, которое определяет, в соответствии с инструкцией, значение коэффициента трансформации ($k_T > 1$ или $k_T < 1$).

Кроме того, на этом этапе помимо чисто технических приходится решать ряд практических вопросов, а именно:

- 1) какой узел принять в качестве балансирующего;
- 2) в какой форме задать генераторные узлы (опорные P_{Gi} , U_{Gi} или неопорные P_{Gi} , Q_{Gi});
- 3) как задать нагрузку;
- 4) какие уровни напряжения задать в опорных генераторных узлах.

Накопленный опыт расчета режимов сложных энергосистем показывает, что на сходимость итерационного процесса практически не влияет порядок нумерации узлов системы, в то время, как выбор балансирующего узла может более чем в 4 раза изменить число итераций. В связи с этим, необходимо учитывать практические соображения: в качестве балансирующего целесообразно принимать узел, к которому примыкает наибольшее количество ветвей и который расположен вблизи электрического центра энергосистемы.

Способ задания генераторных узлов оказывает влияние на результаты расчета режимов. Задание во всех узлах системы P_{Gi} , Q_{Gi} приводит к существенным затруднениям из-за неоднозначности и нарушения условий существования решений. Случаи неудовлетворительной сходимости и невозможности получить решение, несмотря на его существование, при задании во всех узлах P_{Gi} , Q_{Gi} наблюдались и при расчетах методом Зейделя и при применении метода Ньютона. Задание в генераторном узле P_{Gi} , U_{Gi} обеспечивает гораздо большую надежность получения физически реализуемого решения, чем задание P_{Gi} , Q_{Gi} . Таким образом, наличие опорных узлов в расчетах установившихся режимов является обязательным с точки зрения повышения надежности получения решения любым из известных методов.

Для каждого узла схемы необходимо определить:

- номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ;
- активную и реактивную нагрузку P_n , Q_n , МВт и Мвар;
- для узлов с синхронными машинами (генераторы, компенсаторы) определить пределы Q_{min} и Q_{max} , а также модуль напряжения $V_{зд}$.

Исходные данные для первичного расчета режима представляются в виде таблиц 1 и

2 (приведен пример выполнения для схемы на рисунке 1).

При наличии в схеме сети реакторов определяются их проводимости

$$b_p = \frac{Q_{номР}}{U_{номР}^2}; \quad g_p = \frac{P_{номР}}{U_{номР}^2};$$

исходя из паспортных данных оборудования (в мкСм) и наносятся на расчетную схему.

При наличии в схеме шунтовых БСК (как средств поперечной компенсации) необходимо определить либо реактивную мощность, генерируемую БСК $Q_{г}$, либо емкостную проводимость $Bш$ (аналогично проводимости реактора, только с обратным знаком). При определении $Q_{г}$ необходимо провести эквивалентирование батарей конденсаторов в зависимости от схемы их соединения (треугольник или звезда).

При подготовке к расчету необходимо определить балансирующий узел, принимающий на себя возникающие небалансы мощности (не менее одного). В схеме должен существовать хотя бы один базисный узел, с заданным углом и модулем напряжения (не менее одного). Обычно считается, что базисный и балансирующий узлы совпадают.

При моделировании нагрузки в электрических расчетах в расчетной модели потребители представляются в виде эквивалентной нагрузки приведенной к шинам 110 кВ. Если активная составляющая определяется существующими средствами учета и контроля, то реактивную составляющую определить затруднительно. Коэффициент реактивной мощности изменяется в интервале 0,5 – 0,6.

Для отображения изменения нагрузки при изменении напряжения, вводятся статические характеристики в виде полиномов:

$$P_H = P_{H0} \times \left(a_0 + a_1 \times \frac{U}{U_{НОМ}} + a_2 \times \frac{U^2}{U_{НОМ}^2} \right)$$
$$Q_H = Q_{H0} \times \left(b_0 + b_1 \times \frac{U}{U_{НОМ}} + b_2 \times \frac{U^2}{U_{НОМ}^2} \right)$$

Вопросы и задания

Для сети, представленной в Приложении А, в соответствии с номером варианта составить расчетную схему Для расчета установившегося режима с помощью программного комплекса RastrWin.

Вопросы к практическому занятию:

1. Каким образом предоставляется двухобмоточный трансформатор в расчетной схеме сети?
2. Каким образом предоставляется трехобмоточный трансформатор в расчетной схеме сети?

3. Какие исходные данные требуются для расчета на ПК установившегося режима электрической системы?
4. Какова классификация узлов в расчетах установившихся режимов?
3. Каковы модели ветви и узла в расчетах установившихся режимов?
4. Может ли быть два базисных узла?
5. Каковы основные и дополнительные расчетные возможности программного комплекса *RastrWin*?
6. Как ввести информацию по узлам в программный комплекс *RastrWin*?
7. Как ввести информацию по ветвям в программный комплекс *RastrWin*?

Список литературы, рекомендуемый к использованию

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 2

Расчет параметров схем замещения элементов электрической сети различного номинального напряжения для программы RastrWin

Целью занятия является получение навыков подготовки исходных данных о режимных параметрах и параметрах схемы сети, необходимых для выполнения расчетов потерь электроэнергии в помощь промышленным программным комплексам.

В результате практического занятия студенты должны освоить способы и правила подготовки исходных данных о режимных параметрах и параметрах схемы сети, необходимых для выполнения расчета потерь мощности с помощью ПО *RastrWin*.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью определять параметры схем замещения различных элементов сети.

Теоретическая часть

Применение схем замещения силовых трансформаторов и автотрансформаторов в практических расчетах установившихся режимов ЭЭС позволяет избежать сложностей непосредственных вычислений параметров режима магнитосвязанных участков сетей различного уровня напряжения. Рекомендации по выбору схем замещения основных типов силовых трансформаторов и автотрансформаторов даны в таблице 1. Параметры схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов определяются на основе паспортных (или каталожных) данных.

Численные значения параметров схемы замещения двухобмоточных

трансформаторов и автотрансформаторов (последние – когда не используется третья обмотка) рассчитываются следующим образом:

а) активное сопротивление продольной ветви схемы замещения по формуле

$$r_T = \frac{\Delta P_k U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}, \text{ Ом,}$$

где ΔP_k – активная мощность потерь трансформатора из опыта короткого замыкания, МВт (использование в формулах размерности «мега» для величин полной, активной и реактивной мощности позволяет избавиться от переводных коэффициентов); $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение обмоток трансформатора, кВ {целесообразно использовать напряжение первичной (питающей) обмотки: для повышающих трансформаторов обмотки низкого напряжения (НН), для понижающих – высокого напряжения (ВН)}; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора (автотрансформатора), МВА;

Таблица 1– Схемы замещения трансформаторов

Обозначение на однолинейных схемах	Класс напряжения, кВ	Схема замещения	Класс напряжения	Схема замещения
	330 и выше		220 и ниже	
	только 330			
	330 и выше			

б) полное сопротивление продольной ветви схемы замещения по формуле –

$$z_T = \frac{u_{k\%} U_{\text{ном}}^2}{100 S_{\text{ном}}}, \text{ Ом,}$$

где $U_{k\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

в) реактивное сопротивление продольной ветви схемы замещения –

$$x_T = \sqrt{z_T^2 + r_T^2}, \text{ Ом},$$

если все обмотки трансформатора имеют номинальное напряжение выше 1000 В, рекомендуется пренебречь влиянием активной составляющей напряжения короткого замыкания $U_{к.а}\%$ и определять по полному значению $U_k\%$ непосредственно реактивное сопротивление схемы замещения:

$$x_T = \frac{U_k \% U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}};$$

г) мощность активных потерь холостого хода трансформатора ΔP_x , МВт, является каталожной величиной; мощность реактивных потерь холостого хода трансформатора равны:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x S_{\text{НОМ}}}{100}, \text{ квар},$$

где $I_x \%$ - ток холостого хода трансформатора, %;

д) активная и реактивная проводимости:

$$g_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{НОМ}}^2}, \text{ См}, \quad b_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{НОМ}}^2}, \text{ См};$$

иногда проводимости ветви намагничивания заменяются обратными величинами – сопротивлениями шунтов:

$$R_{\text{ш}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{\Delta P_x}, \text{ Ом}.$$

Существует возможность вычисления потерь активной и реактивной мощности в двухобмоточных трансформаторах непосредственно по каталожным данным без расчета параметров схемы замещения:

$$\Delta P = \Delta P_x + \frac{\Delta P_K S_2^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \text{ МВт}; \quad \Delta Q = \frac{I_x \% S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{u_K \% S_2^2}{100 S_{\text{НОМ}}}, \text{ Мвар},$$

где S_2 – полная мощность, снимаемая с вторичной обмотки трансформатора, МВА.

Численные значения параметров схемы замещения трансформаторов с обмотками НН, расщепленными на две обмотки одинаковой номинальной мощности n_1 и n_2 , рассчитываются:

а) активные сопротивления продольных ветвей схемы замещения:

$$r_B = r_{\text{СКВ}}/2; \quad r_{n1} = r_{n2} = r_{\text{СКВ}},$$

$$\text{где } r_{\text{СКВ}} = \frac{\Delta P_K U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \text{ Ом};$$

б) реактивные сопротивления продольных ветвей схемы замещения в зависимости от объема исходной информации:

если известно единственное значение $U_{K(B-H)}\%$, то

$$x_B = 0,125 \frac{U_{HOM}^2}{100S_{HOM}} u_{K(B-H)}\%, \text{ Ом}; \quad x_{H1} = x_{H2} = 1,75 \frac{U_{HOM}^2}{100S_{HOM}} u_{K(B-H)}\%, \text{ Ом};$$

если кроме $U_{K(B-H)}\%$ известно значение $U_{K(H1-H2)}\%$, причем последнее приведено к номинальной мощности расщепленной обмотки, расчет ведется по формулам:

$$x_B = \frac{U_{HOM}^2}{100S_{HOM}} \left(u_{K(B-H)}\% - \frac{u_{K(H1-H2)}\%}{2} \right) \text{ Ом}; \quad x_{H1} = x_{H2} = \frac{U_{HOM}^2}{100S_{HOM}} u_{K(H1-H2)}\%, \text{ Ом},$$

где $U_{K(B-H)}\%$ и $U_{K(H1-H2)}\%$ – значения напряжений короткого замыкания в двух опытах, в одном из которых напряжение подавалось на обмотку ВН при замкнутых накоротко обмотках н1 и н2, а в другом – на н1 при замкнутой накоротко обмотке н2; в некоторых справочниках значение $U_{K(H1-H2)}\%$ дается с учетом выполненного по выражению:

$$u'_{K(H1-H2)} = u_{K(H1-H2)}\% \frac{S_{HOM}}{S_{HOMp}} \cdot \%,$$

приведения к номинальной мощности трансформатора. Здесь $U_{K(H1-H2)}\%$ – примененное только в этой работе условное обозначение напряжения короткого замыкания трансформатора с расщепленными обмотками (т.е. при различной номинальной мощности обмоток ВН и НН), приведенное к номинальной мощности трансформатора. В этой ситуации реактивные сопротивления трансформаторов с расщепленной обмоткой определяют по формулам:

$$x_B = \frac{U_{HOM}^2}{100S_{HOM}} \left(u_{K(B-H)}\% - \frac{u'_{K(H1-H2)}\%}{4} \right) \text{ Ом}; \quad x_{H1} = x_{H2} = \frac{U_{HOM}^2}{100S_{HOM}} \frac{u'_{K(H1-H2)}\%}{2} \text{ Ом}.$$

Расчет поперечных проводимостей, сопротивлений шунтов или потерь холостого хода аналогичен расчету этих параметров для двухобмоточного трансформатора.

Численные значения параметров схемы замещения трехобмоточных трансформаторов с обмотками одинаковой мощности рассчитываются:

а) активные сопротивления продольных ветвей схемы замещения:

$$r_B = \frac{U_{HOM}^2}{2S_{HOM}^2} (\Delta P_{K(B-H)} + \Delta P_{K(B-C)} - \Delta P_{K(C-H)});$$

$$r_C = \frac{U_{HOM}^2}{2S_{HOM}^2} (\Delta P_{K(B-C)} + \Delta P_{K(C-H)} - \Delta P_{K(B-H)});$$

$$r_H = \frac{U_{HOM}^2}{2S_{HOM}^2} (\Delta P_{K(B-H)} + \Delta P_{K(C-H)} - \Delta P_{K(B-C)});$$

при этом следует помнить, что равным номинальным мощностям обмоток соответствуют одинаковые приведенные активные сопротивления;

б) реактивные сопротивления продольных ветвей схемы замещения:

$$x_B = \frac{U_{НОМ}^2}{200S_{НОМ}} (u_{K(B-H)} \% + u_{K(B-C)} \% - u_{K(C-H)} \%);$$

$$x_C = \frac{U_{НОМ}^2}{200S_{НОМ}} (u_{K(B-C)} \% + u_{K(C-H)} \% - u_{K(B-H)} \%);$$

$$x_H = \frac{U_{НОМ}^2}{200S_{НОМ}} (u_{K(B-H)} \% + u_{K(C-H)} \% - u_{K(B-C)} \%).$$

Численные значения параметров схемы замещения трехобмоточных трансформаторов с обмотками различной номинальной мощности и автотрансформаторов рассчитываются по выражениям для трехобмоточных трансформаторов с обмотками одинаковой номинальной мощности с обязательным приведением паспортных значений $U_{K(i-j)}\%$ и $\Delta P_{K(i-j)}$ для всех пар обмоток к одной мощности (обычно к мощности обмотки ВН). Приведение $U_{K(i-j)}\%$ осуществляется пропорционально отношению номинальных мощностей обмоток и в современных справочниках, как правило, уже выполнено. Приведение $\Delta P_{K(i-j)}$ производится пропорционально отношению квадратов номинальных мощностей обмоток. Для автотрансформаторов приведение $\Delta P_{K(i-j)}$ выполняется с использованием коэффициента выгодности:

$$\alpha_{KH} = \frac{S_{min}}{S_{НОМ}} = 1 - \frac{U_{С НОМ}}{U_{В НОМ}},$$

по выражениям:

$$\Delta P_{K(B-H)} = \frac{\Delta P_{K(B-H)}^H}{\alpha_{HH}^2}; \quad \Delta P_{K(C-H)} = \frac{\Delta P_{K(C-H)}^H}{\alpha_{HH}^2},$$

где $\Delta P_{K(i-j)}^H$ – значения потерь короткого замыкания до приведения к единой мощности.

В некоторых случаях каталожные данные содержат лишь одно из трех значений $\Delta P_{K(i-j)}$. При этом расчет активных сопротивлений схемы замещения выполняется с использованием понятия «сквозное активное сопротивление» (см. трансформаторы с расщепленными обмотками) с последующим его разделением по ветвям схемы замещения в пропорциях, определяемых отношениями номинальных мощностей обмоток, представленных в таблице 2.

Расчет поперечных проводимостей, сопротивлений шунтов или потерь холостого хода аналогичен расчету этих параметров для двухобмоточного трансформатора.

Специальные расчеты, требующие учета влияния устройств регулирования

коэффициента трансформации типа РПН (регулирование под нагрузкой) и ПБВ (переключение без возбуждения), в объем работы не входят.

Таблица 2 – Соотношение сопротивлений для схем замещения трансформаторов

Мощность обмоток трансформатора по отношению к номинальной, %			Активное сопротивление схемы замещения		
S_B	S_C	S_H	r_B	r_C	r_A
100	67	100	$0,5r_{СКВ}$	$0,75r_{СКВ}$	$0,5r_{СКВ}$
100	100	67	$0,5 r_{СКВ}$	$0,5 r_{СКВ}$	$0,75 r_{СКВ}$
100	67	67	$0,55 r_{СКВ}$	$0,82 r_{СКВ}$	$0,82 r_{СКВ}$
100	100	50	$0,5 r_{СКВ}$	$0,5 r_{СКВ}$	$r_{СКВ}$
100	50	50	$0,5 r_{СКВ}$	$r_{СКВ}$	$r_{СКВ}$
100	100	33	$0,5 r_{СКВ}$	$0,5 r_{СКВ}$	$0,5 r_{СКВ}$

Выполнение расчетов симметричных установившихся режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) трехфазного переменного тока основано на применении однофазной линейной схемы замещения, параметры которой в общем случае являются комплексными величинами. Соединенные в определенном порядке схемы замещения отдельных элементов подсистемы передачи электрических сетей служат основой для формирования матриц обобщенных параметров в математических моделях ЭЭС различного вида. Определение удельных (на 1 км) параметров схем замещения линий электропередач (ЛЭП) – воздушных (ВЛ) и кабельных (КЛ) – производится при общепринятых допущениях:

- отличие удельных активного и омического сопротивлений пренебрежимо мало, в связи с чем в расчетах используются значения электрического сопротивления 1 км провода постоянному току при температуре 20°C, а отличие среднеэксплуатационной температуры провода от 20°C не учитывается;

- для определения реактивных параметров одноцепных ВЛ применяют усредненные значения междуфазных расстояний; влиянием вторых цепей на двухцепных ВЛ пренебрегают;

- реактивные параметры отдельных фаз одинаковы – при длине ВЛ более 100 км линия транспонирована, при меньших длинах перекосом по фазам пренебрегают;

- при расчете потокораспределения потерями активной мощности на корону в ВЛ напряжением 220 кВ и ниже можно пренебречь.

В практических расчетах ВЛ длиной до 300 км и КЛ представляются полными П-

образными схемами замещения с сосредоточенными параметрами. Рекомендации по выбору схемы замещения в зависимости от типа ЛЭП и ее номинального напряжения представлены в таблице 3. Численные значения параметров схемы замещения рассчитываются по следующим выражениям.

Таблица 3 – Рекомендации по выбору схемы замещения в зависимости от типа ЛЭП и ее номинального напряжения

№ п/п	Схема замещения	Класс напряжения	
		ВЛ	КЛ
1		330 и выше	—
2		220, 110	220, 110
3		220, 110	35
4		35, 10, 6	10, 6
5		—	6, 10 – для кабелей с медными жилами
6		Электромагнитные переходные процессы	

Активное сопротивление линии:

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot l, \text{ Ом},$$

где r_0 – сопротивление 1 км линии постоянному току при температуре 20°C (погонное активное сопротивление), Ом/км,

$$r_0 = \frac{r_{0np}}{n_{\phi}},$$

где r_0 – сопротивление 1 км провода постоянному току при температуре 20°C (погонное активное сопротивление), Ом/км; n_{ϕ} – число проводов в расщепленной фазе, о.е.; l – длина линии электропередач, км.

Реактивное сопротивление линии

$$x_{\text{л}} = x_0 \cdot l, \text{ Ом},$$

где x_0 – полное погонное реактивное сопротивление 1 км линии, Ом/км:

$$x_0 = x_0' + x_0'',$$

(x_0' и x_0'' – удельные (погонные) внешнее и внутреннее реактивные сопротивления 1 км линии, Ом/км).

Удельное внешнее реактивное сопротивление 1 км линии

$$x_0' = 0.1445 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{R_3}.$$

Здесь D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между фазами ЛЭП, м, см, мм:

$$D_{cp} = \sqrt{D_{ab} D_{bc} D_{ca}},$$

где D_{ij} – расстояние между парами фаз i и j , м, см, мм; выражение для D_{cp} имеет две важные частые реализации: $D_{cp} = D$ – при расположении фаз по вершинам равностороннего треугольника; $D_{cp} = 1,26 D$ – при расположении фаз в одной плоскости (горизонтально); R_3 – эквивалентный радиус расщепленной фазы, м, см, мм:

$$R_3 = \sqrt{R_{np} a_{cp}} (n_{\phi} - 1),$$

где R_{np} – расчетный радиус провода, м, см, мм, a_{cp} – среднее расстояние между проводами в одной расщепленной фазе, м, см, мм.

Удельное внутреннее реактивное сопротивление 1 км линии с расщепленными фазами зависит от материала проводов, причем, для проводов из алюминия или меди ($\mu=1$) может быть рассчитано по формуле:

$$x_0'' = 0,0157 \frac{\mu}{n_{\phi}},$$

а для проводов из стали $x_0'' = f(I)$ и определяется по справочным данным [2].

Удельная емкостная проводимость линии:

$$b_{л} = b_0 l,$$

где b_0 – удельная (на 1 км) реактивная (емкостная) проводимость в схеме замещения ВЛ:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{cp}}{R_3}} \cdot 10^{-6}, \text{ См/км.}$$

Половина полной зарядной мощности ЛЭП:

$$Q = 0.5 U^2 b_{л}, \text{ Мвар,}$$

где U – линейное номинальное или реальное напряжение линии, кВ.

Активная проводимость линии

$$g = g_0 l, \text{ См,}$$

где g_0 – удельная активная проводимость линии,

$$g_0 = \frac{\Delta P}{U^2}, \text{См/км},$$

($\Delta P_{\text{кор}}$ мощность удельных активных потерь на корону, определенная по специальной методике, МВт/км).

При длине ВЛ более 300 км переходят к моделям с распределенными параметрами или вводят корректирующие коэффициенты для П-образных моделей с сосредоточенными параметрами. При этом используют выражения:

$$r_{\text{л}} = r_0 l K_r; \quad x_{\text{л}} = x_0 l K_x; \quad b_{\text{л}} = b_0 l K_c,$$

$$\text{где } K_r = 1 - \frac{l^2}{3} x_0 b_0, \quad K_x = 1 - \frac{l^2}{6} x_0 b_0 \left(1 \frac{r_0^2}{x_0^2} \right), \quad K_c = 1 + \frac{l^2}{12} x_0 b_0 \quad \text{или} \quad K_c = \frac{3K_r}{2(1 + K_r)}.$$

Вопросы и задания

Для сети, расчетная схема которой получена в практическом задании 1, в соответствии с номером варианта определить параметры схем замещения. Исходные данные для расчета параметров схем замещения приведены в приложении А.

Ввести данные, в программный комплекс *RastrWin* непосредственно из оболочки комплекса. Произвести контроль исходных данных по узлам и ветвям схемы замещения, исправить все ошибки, обнаруженные программой контроля, и, подготовленный к расчету режима файл с исходными данными в формате ЦДУ, сохранить вне оболочки комплекса *RastrWin*. 2. Рассчитать установившийся режим по подготовленным параметрам схемы и режима сети. Если режим не сходится устранить ошибки в задании исходной информации и повторно выполнить расчет.

Вопросы к практическому занятию:

1. Какими схемами замещения моделируется двухобмоточный трансформатор?
2. Каким образом в схеме замещения двухобмоточного трансформатора учитывается магнитная связь обмоток?
3. В каких случаях используются упрощенные схемы замещения трансформаторов? В чем суть этих упрощений?
4. Как зависят сопротивления и проводимости трансформаторов от их номинальной мощности?
5. Что характеризует относительное значение индуктивного (полного) сопротивления трансформатора?
6. Зависит ли мощность холостого хода от номинального напряжения?
7. Как различить в обозначениях двух- и трехобмоточные трансформаторы?

8. В чем особенность расчета сопротивлений для трехобмоточного трансформатора по сравнению с двухобмоточным?

9. Отличается ли определение проводимостей трехобмоточного трансформатора от двухобмоточного?

10. Какие трансформации учитываются в схеме замещения?

11. Какие параметры входят в полную П-образную схему замещения линии электропередачи?

12. По какой формуле можно рассчитать индуктивное сопротивление воздушной линии?

13. Как рассчитывается зарядная мощность линий?

14. В схемах замещения каких линий можно не учитывать активную проводимость?

11. Почему зарядную мощность следует учитывать только в линиях высокого напряжения?

12. Для каких линий в схеме замещения можно включать только активное и индуктивное сопротивления?

13. Какими параметрами представлен трансформатор в расчетах электрических сетей?

14. От чего зависит активное сопротивление трансформатора?

Список литературы, рекомендуемый к использованию

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 3

Расчет потерь электроэнергии различными методами в питающей и системообразующей сети и разработка мероприятий по повышению эффективности работы сети

Целью занятия является получение навыков расчета потерь электроэнергии в питающей сети методами оперативных расчетов, средних нагрузок и числа часов наибольших потерь мощности с целью нормирования технологических потерь электроэнергии

В результате практического занятия студенты должны освоить методику расчета потерь электроэнергии в питающей сети различными методами, получить навыки, выполнения таких расчетов и научиться оценивать погрешности расчетов.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью выполнять расчеты потерь электроэнергии различными методами в питающей и системообразующей сети и разрабатывать мероприятий по повышению эффективности работы сети.

Теоретическая часть

Нагрузочные потери электроэнергии за период T часов (D дней) могут быть рассчитаны одним из четырех следующих методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчета):

- 1) оперативных расчетов;
- 2) расчетных суток;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности.

Потери мощности в сети при использовании для расчета потерь электроэнергии методов 1– 4 рассчитываются на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или с помощью расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

Потери электроэнергии по методам 2–4 могут рассчитываться за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчетные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные.

Потери электроэнергии за расчетный период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в расчетный период месяцев (расчетных интервалов).

Погрешность расчета потерь электроэнергии рассчитывается по отношению к результатам метода оперативных расчетов.

Основным документом, регламентирующим порядок расчета нагрузочных потерь электроэнергии, является [1].

При использовании метода оперативных расчетов потери электроэнергии рассчитываются по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij},$$

- где
- | | | |
|-----------------|---|---|
| n | - | число элементов сети; |
| Δt_{ij} | - | интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной; |
| m | - | число интервалов времени. |

Токовые нагрузки элементов сети определяются на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов (далее - ОИК) и автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии (далее - АСКУЭ).

Метод расчетных суток состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{н j} = k_{л} k_{ф.м}^2 \Delta W_{сут} D_{экв j} ,$$

где $\Delta W_{сут}$ - потери электроэнергии за сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{ср.сут}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам;

$k_{л}$ - коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре ВЛ и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений;

$k_{ф.м}^2$ - коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров);

$D_{экв j}$ - эквивалентное число дней в j -м расчетном интервале, определяемое по формуле:

$$D_{экв j} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{м i}^2 D_{м i} / W_{м.р}^2 ,$$

где $W_{м i}$ - отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней $D_{м i}$;

$W_{м.р}$ - то же, в расчетном месяце;

N_j - число месяцев в j -м расчетном интервале.

При расчете потерь электроэнергии за месяц $D_{экв j} = D_{м i}$.

Потери электроэнергии за расчетные сутки $\Delta W_{сут}$ определяются как сумма потерь мощности, рассчитанная для каждого часового интервала расчетных суток.

Потери электроэнергии в расчетном периоде определяются как сумма потерь во всех расчетных интервалах года. Допускается определять годовые потери электроэнергии на основе расчета $\Delta W_{сут}$ для зимнего дня контрольных замеров, принимая в формуле $N_j = 12$.

Коэффициент $k_{ф.м}^2$ определяется по формуле:

$$k_{ф.м}^2 = \sum_{i=1}^{D_{м}} W_i^2 / (W_{ср.сут}^2 D_{м}),$$

где W_i - отпуск электроэнергии в сеть за i -й день месяца;

$D_{м}$ - число дней в месяце.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца коэффициент $k_{ф.м}^2$ определяется по формуле:

$$k_{\phi.m}^2 = \frac{(\Delta_p + k_w^2 \Delta_{н.р}) \Delta_m}{(\Delta_p + k_w \Delta_{н.р})^2},$$

где $\Delta_p, \Delta_{н.р}$ - число рабочих и нерабочих дней в месяце ($\Delta_m = \Delta_p + \Delta_{н.р}$);
 k_w - отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни $k_w = W_{н.р} / W_p$.

При использовании метода средних нагрузок потери электроэнергии рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_{н.ж} = k_{л} k_{к} \Delta P_{ср} T_j k_{\phi}^2,$$

где $\Delta P_{ср}$ - потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов;
 k_{ϕ}^2 - коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал;
 k_k - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети;
 T_j - продолжительность j -го расчетного интервала, ч.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{ср}^2 T),$$

где P_i - значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i , час;
 m - число ступеней графика на расчетном интервале;
 $P_{ср}$ - средняя нагрузка сети за расчетный интервал.

Коэффициент k_k в формуле принимается равным 0,99.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчетный интервал по формуле:

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi.c}^2 \cdot k_{\phi.m}^2 \cdot k_{\phi.N}^2,$$

где $k_{\phi.c}^2$ - коэффициент формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле;

$k_{\phi.N}^2$ - коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале), рассчитываемый по формуле:

$$k_{\phi.N}^2 = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j \cdot W_{ср.мес}^2),$$

где W_{mi} - отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного интервала;

$W_{ср.мес}$ среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала.

При расчете потерь за месяц $k_{\phi.N}^2 = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение k_{ϕ}^2 определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2 k_3}{3 k_3}.$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}},$$

где W_o - отпуск электроэнергии в сеть за время T ;

$T_{\max}$ - число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Средняя нагрузка i -го в узла определяется по формуле:

$$P_{cpi} = \frac{W_i}{T},$$

где W_i - энергия, потребленная (генерированная) в i -м узле за время T .

Метод числа часов наибольших потерь мощности состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{nj} = k_{\lambda} k_k \Delta P_{\max} T_j \tau_o,$$

где $\Delta P_{\max}$ - потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети;

τ_o - относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле:

$$\tau_o = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{\max}^2 T_j),$$

где $P_{\max}$ - наибольшее значение из m значений P_i в расчетном интервале.

Коэффициент k_k в формуле (2.13) принимается равным 1,03.

Допускается определять относительное число часов наибольших потерь мощности за расчетный интервал по формуле:

$$\tau_o = \tau_c \cdot \tau_m \cdot \tau_N$$

где τ_c - относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное по формуле для суточного графика дня контрольных замеров.

Значения τ_m и τ_N рассчитывается по формулам:

$$\tau_m = \frac{D_p + k_w^2 D_{н.р}}{D_m};$$

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j W_{м.р}^2),$$

где $W_{м.р}$ - отпуск электроэнергии в сеть в расчетном месяце.

При расчете потерь за месяц $\tau_N = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение τ_o определяется по формуле:

$$\tau_o = \frac{k_3 + 2 k_3^2}{3} .$$

Вопросы и задания

Для сети, рассмотренной в практическом занятии № 2, рассчитать нагрузочные потери электроэнергии за год различными методами и оценить погрешности методов. Графики нагрузки в узлах принять типовыми в соответствии с номером варианта.

Вопросы к практическому занятию:

1. В каком месте линии необходимо измерять ток и напряжение при использовании метода оперативных расчетов?
2. С какой периодичностью необходимо фиксировать значения токовых нагрузок или измерять потоки активной и реактивной мощностей?
3. По каким критериям выбирается расчетная формула для определения коэффициента формы графика нагрузки?
4. Какие рабочие и нерабочие дни необходимо выбрать для определения k_w ?
5. В чем суть метода характерных суточных режимов?
6. Как определить математическое ожидание нагрузки в узле сети?
7. Можно ли по значениям суточного, месячного и годового значения коэффициенты формы графика нагрузки определить значение коэффициента формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал?
8. Какие Вы знаете способы определения коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети?
9. . От каких параметров зависит точность расчета потерь электроэнергии за расчетный период?
10. От каких параметров зависит выбор метода расчета коэффициента формы и как он влияет на точность расчета потерь электроэнергии.
11. Каким образом можно зафиксировать значение максимальной нагрузки ЭЭС?
12. Как рассчитать коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети при отсутствии графика нагрузки?
13. Как рассчитать число часов наибольших потерь мощности при использовании метода числа часов наибольших потерь мощности?
14. Как рассчитывается относительное число часов наибольших потерь мощности при отсутствии графика нагрузки?

Список литературы, рекомендуемый к использованию

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 4

Расчет потерь электроэнергии в распределительной сети высокого напряжения и разработка мероприятий по повышению эффективности работы сети

Целью занятия является получение навыков расчета нагрузочных потерь электроэнергии методом средних нагрузок в распределительной сети высокого напряжения и опыта разработки мероприятий по снижению потерь ЭЭ.

В результате практического занятия студенты должны изучить особенности расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях высокого напряжения, освоить методику выполнения таких расчетов и получить практические навыки поиска очагов потерь.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью выполнять расчеты потерь электроэнергии различными методами в зависимости от имеющейся исходной информации в распределительной сети высокого напряжения, а также разрабатывать мероприятия по повышению экономичности работы сети.

Теоретическая часть

Нагрузочные потери электроэнергии в сети 6-10 кВ рассчитываются методом средних нагрузок. Пример расчета потерь электроэнергии данным методом подробно рассмотрен в задаче 9.2 [1].

Вопросы и задания

Рассчитать потери ЭЭ за декабрь прошлого года. Принципиальная схема распределительной сети состоящей из пяти кабельных линий и пяти двухтрансформаторных подстанций представлена на рисунке 2.1.

Источником питания рассматриваемого фидера являются шины 10 кВ центра питания напряжением 110/10 кВ, на которых во всех режимах нагрузок поддерживается напряжение 10,4 кВ.

Пренебрегая потерями мощности в линиях и трансформаторах, определите конфигурацию суточного графика нагрузки головного участка фидера и его коэффициент формы и коэффициент минимальной нагрузки (неравномерности графика нагрузки).

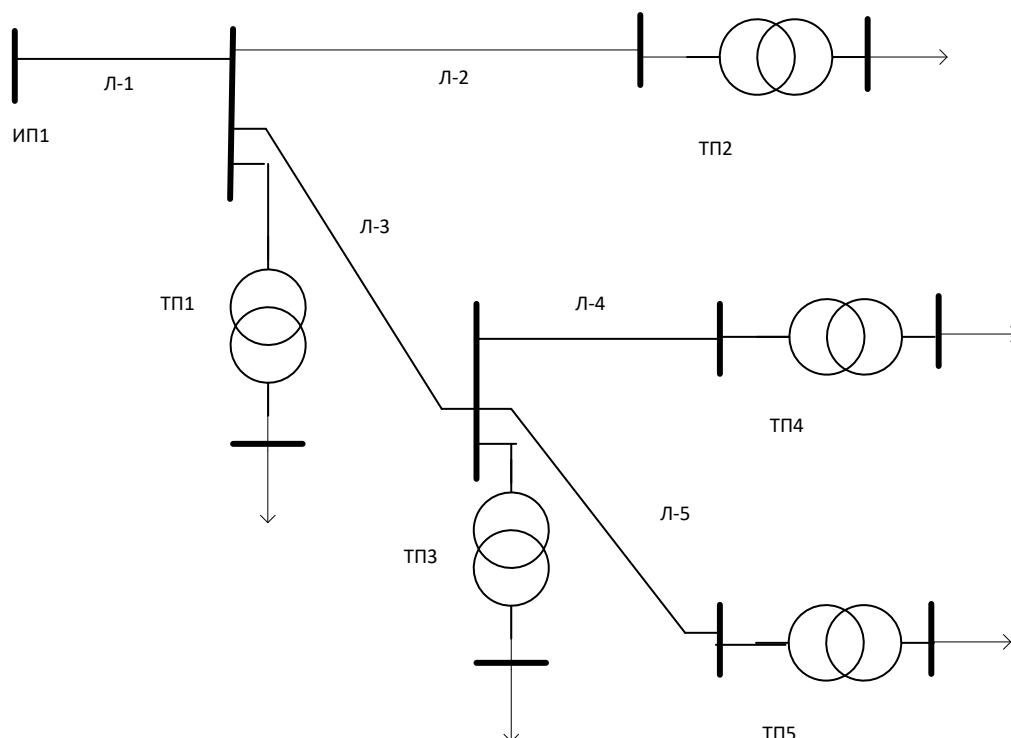


Рисунок 3 – Схема исследуемой сети

Параметры элементов фидера представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры фидеров

	Линия 1	Линия 2	Линия 3	Линия 4	Линия 5
Длина, км	0,5+NB	0,4 +NB	0,5 +NB	0,4 +NB	0,6 +NB
Сечение, мм ²	120	70	95	70	95

Номинальные мощности трансформаторов ТП1, ТП2 равны 400 кВА.

Номинальные мощности трансформаторов ТП3, ТП4, ТП5 равна 630 кВА.

Отпуск ЭЭ в сеть каждой трансформаторной подстанции ($W_{ос}$, тыс. кВтч) составляет 200+NB тыс. кВт ч. Конфигурации суточных графиков нагрузки на шинах 0,4 кВ трансформаторов за декабрь предыдущего года представлены в таблице 5. Коэффициент реактивной мощности равен 0,4. Относительное потребление электроэнергии в выходной день равно 0,7. Среднемесячная температура – 20 градусов.

Таблица 5 - Суточные графики нагрузки, %

Час	Подстанции				
	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5
1	30	32	20	40	10
2	31	32	20	40	10

3	32	32	20	40	10
4	33	32	20	40	10
5	34	32	20	40	10
6	35	32	20	40	10
7	40	40	70	45	35
8	40	40	70	35	45
9	50	54	100	60	70
10	50	80	54	70	60
11	60	66	82	60	80
12	60	66	82	60	80
13	50	54	85	50	70
14	50	64	95	60	50
15	50	30	50	70	85
16	80	83	50	80	70
17	100	91	90	95	100
18	100	100	50	90	95
19	100	30	100	60	40
20	100	60	40	50	20
21	100	20	87	10	30
22	70	80	20	70	90
23	50	20	40	50	60
24	50	40	50	60	30

Вопросы к практическому занятию:

1. Как определяются потери холостого хода трансформаторов в сети 6-10 кВ?
2. Как расположить методы расчета переменных технических потерь электроэнергии в сети 6-10 кВ в порядке убывания их точности?
3. Как рассчитывается коэффициент формы суммарной нагрузки сети в методе средних нагрузок?
4. Как определяются нагрузочные потери электроэнергии по методу средних нагрузок?
5. В чем сущность метода «эквивалентного сопротивления»?
6. В чем суть метода средних нагрузок?

Список литературы, рекомендуемый к использованию

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 5

Расчеты потерь электроэнергии в сети 0,4 кВ

Целью занятия является получение навыков расчета потерь электроэнергии в сети 0,4 кВ по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети и по замерам потерь напряжения в максимум нагрузок.

В результате практического занятия студенты должны освоить методику расчета потерь электроэнергии в сети 0,4 кВ по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети и по замерам потерь напряжения в максимум нагрузок.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью выполнять расчеты потерь электроэнергии в сети 0,4 кВ по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети для получения величины нормативных потерь электроэнергии.

Теоретическая часть

Потери электроэнергии в линиях напряжением 0,38 кВ с сечением головного участка F_r , мм², отпуском электрической энергии в линии $W_{0,4}$, за период D , дней, рассчитываются в соответствии с методом оценки потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети по формуле [1]:

$$\Delta W = k_{0,4} \cdot \left(\frac{W_{0,4}}{N} \right)^2 \cdot \frac{(1 - d_n)^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot L_{\text{экв}}}{F_{\text{гр}} \cdot D} \cdot \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3}$$

- где $L_{\text{экв}}$ - эквивалентная длина линии;
 $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности;
 $k_{0,38}$ - коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз.

Эквивалентная длина линии определяется по формуле:

$$L_{\text{экв}} = L_M + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_1,$$

- где L_M - длина магистрали;
 L_{2-3} - длина двухфазных и трехфазных ответвлений;
 L_1 - длина однофазных ответвлений.

Под магистралью понимается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ распределительного трансформатора 6–20/0,4 кВ до наиболее удаленного потребителя, присоединенного к трехфазной или двухфазной линии.

Коэффициент $k_{0,38}$ определяют по формуле:

$$k_{0,38} = k_u (7,78 - 2,67d_p - 1,48d_p^2) \cdot (1,25 + 0,14 \cdot d_p),$$

- где d_p - доля энергии, отпускаемой населению;
 k_u - коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 380/220 В и равным 3 для линии 220/127 В.

При использовании формулы (1.30) для расчета потерь в N линиях с суммарными длинами магистралей $\sum L_m$, двухфазных и трехфазных ответвлений $\sum L_{2-3}$ и однофазных ответвлений $\sum L_1$ в формулу подставляется средний отпуск электроэнергии в одну линию:

$$W_{0,38} = \sum W_{0,38} / N,$$

где $\sum W_{0,38}$ суммарный отпуск энергии в N линий, и среднее сечение головных участков, а коэффициент $k_{0,38}$, определенный по формуле (1.32), умножается на коэффициент k_N , учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий, определяемый по формуле:

$$k_N = 1,25 + 0,14 d_p .$$

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и (или) коэффициенте реактивной мощности принимается $k_3 = 0,3$; $\lg \varphi = 0,6$.

Если в сети 0,38 кВ имеется возможность замерить потери напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее электрически удаленного электроприемника, то потери электроэнергии в линии напряжением 0,38 кВ (% отпуска электроэнергии в сеть) определяются по формуле [1]:

$$\Delta W_{\%} = 0,7 K_{\text{нер}} \Delta U \frac{\tau}{T_{\text{макс}}},$$

где ΔU потеря напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее электрически удаленного электроприемника, %;

$K_{\text{нер}}$ - коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам.

При отсутствии данных о токовых нагрузках следует принимать:

для линий с $R_n/R_{\phi}=1$ $K_{\text{нер}}=1,13$;

для линий с $R_n/R_{\phi}=2$ $K_{\text{нер}}=1,2$.

Отношение $\tau/T_{\text{макс}}$ принимают в соответствии с данными таблицы 6:

Таблица 6 – Соотношения $\tau/T_{\text{макс}}$

$T_{\text{макс}}$ ч	2000	3000	4000	5000	6000
$\tau/T_{\text{макс}}$	0,46	0,52	0,6	0,72	0,77

Относительные потери электроэнергии, % в K линиях 0,38 кВ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\% \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^K \Delta W_{\%}^i \cdot I_i}{\sum_{i=1}^K I_i},$$

где $\Delta W_{\%}^i$ - относительные потери электроэнергии в i -й линии, определенные по формуле (1.35);

I_i - максимальная нагрузка головного участка i -й линии.

Вопросы и задания

Рассчитать годовые потери электроэнергии в сети напряжением 0,38 кВ сетевой компании. Данные по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети представлены в таблице 7. Количество линий напряжением 0,38 кВ равно $500+10 \cdot NB$, где NB – номер варианта. Электроэнергия, отпущенная населению равна $5000+10 \cdot NB$ тыс кВт ч. Суммарная длина магистралей равна $3500+NB$ метров, суммарная длина двух- и трехфазных отпаяк $1000+NB$ метров, суммарная длина однофазных отпаяк $1000+NB$ метров.

Таблица 7 – Исходные данные по сети 0, 38 кВ

Вторая цифра номера варианта	Отпуск в сеть 0,38 кВ, тыс кВт ч	Среднее сечение фазного провода, мм ²
1	$20000+10 \cdot NB$	20
2	$20500+10 \cdot NB$	21
3	$21000+10 \cdot NB$	22
4	$21500+10 \cdot NB$	23
5	$22000+10 \cdot NB$	24
6	$22500+10 \cdot NB$	25
7	$23000+10 \cdot NB$	26
8	$23500+10 \cdot NB$	27
9	$24000+10 \cdot NB$	28
0	$22500+10 \cdot NB$	29

Рассчитать потери электроэнергии для линий 0,38 кВ в зависимости от величины падения напряжения. Информация и результатах замеров напряжений в сети 0,38 кВ представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты замеров напряжений в сети 0,38 кВ

Кол-во линий	Напряжение на шинах центра питания в фазе, В			Напряжение у наиболее удаленного приемника, В			Ток в линии, А		
	А	В	С	А	В	С	А	В	С
10+NB	230	231	228	210	220	215	75	80	100
20+NB	230	231	228	190	210	215	60	70	90
30+NB	230	231	228	210	200	215	75	70	100
40+NB	230	231	228	210	220	215	75	80	100
50+NB	230	231	228	220	210	215	80	70	75

Вопросы к практическому занятию:

1. Какие методы расчета переменных технических потерь в сети 0,38 кВ Вам известны ?

2. Чему равно значение коэффициента, устанавливающего связь между потерями напряжения и потерями мощности?
3. Как определяются потери электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1000 В?
4. В каких единицах задаются параметры в формуле для расчета потерь электроэнергии по обобщенной информации?
5. Как влияет доля электроэнергии, отпускаемой населению на величину расчету потерь электроэнергии?
6. Как определить длину магистралей при расчете эквивалентной длины?
7. С какой целью выделяют потребление электроэнергии до 1-4 опоры?

Список литературы, рекомендуемый к использованию

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 6

Расчеты условно-постоянных потерь в элементах электрической сети

Целью занятия является получение навыков расчета условно-постоянных потерь в элементах электрической сети.

В результате практического занятия студенты должны освоить способы расчета условно-постоянных потерь в элементах электрической сети (ТТ, ТН, системах учета электроэнергии, СППС и т.д.)

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью выполнять расчеты условно-постоянных потерь в элементах электрической сети.

Теоретическая часть

Согласно [1] условно-постоянные потери включают в себя:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
- потери на корону в воздушных линиях (далее – ВЛ) 110 кВ и выше;
- потери в компенсирующих устройствах (далее – КУ) (синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов,

статических тиристорных компенсаторов), шунтирующих реакторах (далее – ШР), соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (далее – СППС);

- потери в системе учета электроэнергии (ТТ, ТН, счетчиках и соединительных проводах);
- потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения
- и в устройствах присоединений высокочастотной связи (далее - ВЧ связи);
- потери в изоляции кабелей;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
- расход электроэнергии на собственные нужды (далее – СН) подстанций (далее - ПС) и на плавку гололеда.

Потери электроэнергии в ШР определяются на основе данных таблиц [1].

Потери электроэнергии в синхронном компенсаторе (далее - СК) или генераторе, переведенном в режим СК, определяются по формуле:

$$\Delta W_{ск} = (0,4 + 0,1\beta_Q^2) \Delta P_{ном} \cdot T_p,$$

где β_Q - коэффициент максимальной нагрузки СК в расчетном периоде;
 $\Delta P_{ном}$ - потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными.

Допускается определять потери в СК на основе данных [1].

Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах – батареях статических конденсаторов (далее - БК) и статических тиристорных компенсаторах (далее - СТК) – определяются по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta p_{КУ} S_{КУ} T_p,$$

где $\Delta P_{КУ}$ - удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ;
 $S_{КУ}$ - мощность КУ (для СТК принимается по емкостной составляющей).

При отсутствии паспортных данных значение $\Delta P_{КУ}$ принимаются равным: для БК - 0,003 кВт/квар, для СТК - 0,006 кВт/квар.

Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22–0,66 кВ принимаются в соответствии с данными заводов-изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные потери

принимаются в соответствии с [1].

Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимаются равными 0,05 тыс. кВт·ч/год.

Потери электроэнергии в электрических счетчиках 0,22–0,66 кВ принимаются в соответствии со следующими данными, кВт·ч в год на один счетчик:

- однофазный, индукционный – 18,4;
- трехфазный, индукционный – 92,0;
- однофазный, электронный – 21,9;
- трехфазный, электронный – 73,6.

Потери электроэнергии на корону определяются на основе данных об удельных потерях мощности [1] и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода. При этом к периодам хорошей погоды (для целей расчета потерь на корону) относят погоду с влажностью менее 100 % и гололед; к периодам влажной погоды – дождь, мокрый снег, туман.

При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяются по таблице [1] в зависимости от региона расположения линии.

Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывается, умножая данные, приведенные в таблицах 1.7 и 1.8 [1], на коэффициент, определяемый по формуле 4:

$$K_{U \text{ кор}} = 6,88 U_{\text{отн}}^2 - 5,88 U_{\text{отн}},$$

где $U_{\text{отн}}$ - отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в [5] и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода.

По влиянию на токи утечки виды погоды должны объединяться в 3 группы: 1 группа – хорошая погода с влажностью менее 90 %, сухой снег, изморозь, гололед; 2 группа – дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90 % и более; 3 группа – туман.

При отсутствии данных о продолжительностях различных погодных условий годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ принимаются по данным [1].

Расход электроэнергии на плавку гололеда определяется на основе приборов учета, установленных на устройствах плавки гололеда. При отсутствии таких приборов учета допускается использование данных таблицы 1.12 [1] в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду.

Потери электроэнергии в изоляции силовых кабелей принимаются в соответствии с

данными заводов-изготовителей оборудования.

Вопросы и задания

Рассчитать условно постоянные потери электроэнергии приняв количество оборудования по данным схемы, рассмотренной в практическом занятии 1. Величина собственных нужд ПС равна 3 % от электроэнергии отпущенной в сети соответствующего напряжения.

Вопросы к практическому занятию:

1. Какие составляющие условно-постоянных потерь электроэнергии Вам известны?
2. От чего и как зависят потери электроэнергии в линиях электропередачи на корону?
3. Как определить потери электроэнергии в БСК, СК и шунтирующих реакторах?
4. Как определить потери электроэнергии в ТН, ТТ и счетчиках электроэнергии?
5. Как изменятся потери на корону при повышении напряжения на 10 % от номинального?

Список литературы, рекомендуемый к использованию

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 7

Анализ достоверности расчетов и структурный анализ потерь электроэнергии в электрических сетях

Целью занятия является получение навыков оценки достоверности расчета норматива технологических потерь ЭЭ и выполнения структурного анализа потерь электроэнергии в электрических сетях.

В результате практического занятия студенты должны изучить структуру потерь электроэнергии в электрических сетях и получить навыки оценки достоверности расчета норматива технологических потерь ЭЭ.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью выполнять расчеты потерь электроэнергии различными методами в зависимости от имеющейся исходной информации

Теоретическая часть

Анализ потерь электроэнергии проводится для решения следующих основных задач:

- выявления зон и конкретных элементов электрической сети с повышенным уровнем технических потерь;

- выявления фидеров 6-20 кВ и линий 0,4 кВ с повышенными коммерческими потерями;

- выявления и оценки резервов сетевой компании по снижению потерь ЭЭ;

- оценки влияния основных факторов, характеризующих схему сети и режимы ее работы (например, отпуска ЭЭ, уровня рабочего напряжения, рабочих схем сети, плотности тока и т.д.), при их различных значениях на уровень технологических потерь ЭЭ;

- оценки влияния на технологические потери поступления и отпуска ЭЭ;

- анализа небалансов ЭЭ на подстанциях и в сетях;

- интервального анализа структуры потерь ЭЭ, основанного на представлении каждой составляющей потерь в виде интервала неопределенности ее значений;

- разработки мероприятий по снижению потерь ЭЭ и определения их фактической эффективности.

Основными задачами экспертизы получения норматива технологических потерь ЭЭ является:

- проверка допустимости применяемых методов и программных комплексов для определения норматива технологических потерь;

- оценка достоверности исходных данных для расчетов и обоснования норматива технологических потерь ЭЭ;

- оценка достоверности выполненных расчетов технологических потерь ЭЭ за базовый период;

- оценка полноты и достаточности запланированных мероприятий по снижению потерь ЭЭ на регулируемый период и среднесрочную перспективу;

- оценка достоверности расчета норматива технологических потерь ЭЭ.

Анализ потерь ЭЭ должен осуществляться ежемесячно, так как схемы сетей и режимы их работы периодически изменяются.

Основными методами анализа потерь ЭЭ являются:

- оценка режимов работы сетей (уровней напряжения, потоков активной и реактивной мощности) и оборудования (плотности тока в проводах линий, загрузки трансформаторов, соответствия их установленной мощности пропускной способности линий) на основе результатов схемно-технических расчетов;

- анализ небалансов ЭЭ на подстанциях и в сетях;

- интервальный анализ структуры потерь ЭЭ, основанный на представлении каждой составляющей потерь в виде интервала неопределенности ее значений;

- анализ статистической отчетности.

На основе анализа решаются следующие задачи:

- оценка достоверности материалов для расчетов и обоснования нормативов технологических потерь ЭЭ;
- проверка допустимости применяемых методов и программных комплексов для расчетов технологических потерь;
- оценка достоверности выполненных расчетов нормативов потерь ЭЭ;
- оценка полноты и достаточности запланированных мероприятий по снижению потерь ЭЭ на регулируемый период и среднесрочную перспективу;
- оценка достоверности представленных ожидаемых эффектов от внедрения запланированных мероприятий по снижению потерь ЭЭ;
- оценка достоверности расчета норматива технологических потерь и норматива снижения ЭЭ на период регулирования.

Основной акцент в расчетах потерь ЭЭ должен делаться на проверке достоверности исходных данных о схемах и нагрузках сетей. Очевидно, что если сам расчет может быть проведен только с помощью компьютерной программы, то и контроль использованных исходных данных также должен проводиться программным способом. Несмотря на кажущуюся сложность такого контроля, его проведение значительно облегчается, если в программы включены алгоритмы, осуществляющие автоматический контроль и препятствующие использованию в расчете явно недостоверных данных.

Достоверность расчета практически гарантируется при следующих условиях:

- суммарные параметры сети (суммарная длина и число линий конкретного напряжения, число и суммарная мощность различных типов оборудования, суммарный отпуск ЭЭ в сети различного напряжения) должны соответствовать отчетным данным об оборудовании, находящемся на балансовой принадлежности объекта;
- нагрузки элементов сети, по которым распределяется суммарный отпуск ЭЭ, не должны выходить за физически допустимые пределы. Перераспределение суммарной нагрузки сети между ее элементами с целью завышения расчетных потерь не позволяет существенно увеличить потери, если нагрузка каждого элемента остается в рамках физически допустимых пределов.

Известно, например, что суммарная длина участков ВЛ 0,4 кВ обычно не превышает 1 км (среднее значение порядка 0,7 км). Если в перечень сомнительных данных программа вывела значительное число линий с длинами 2 км или более, то явно требуются подтверждения реальности таких данных, хотя отдельные линии такой длины могут существовать.

Аналогичная ситуация возникает, если заданная энергия, отпускаемая в линию, приводит к плотности тока на головном участке в несколько ампер на квадратный миллиметр. Последнее часто происходит, когда не учитывается наличие электроприемников, потребляющих ЭЭ непосредственно с шин 0,4 кВ ТП или на незначительном расстоянии от него («беспотерное» потребление), и вся ЭЭ считается проходящей по линии 0,4 кВ.

Для экспресс-оценки отсутствия существенных ошибок в расчете целесообразно использовать удельные потери мощности и ЭЭ, полученные для средних условий. При сильном отличии результата расчета потерь от их оценки на основе удельных значений потерь есть основания для более детальной проверки. Экспресс- оценка, проведенная для разных частей расчета или разных объектов, дает направления поиска ошибок.

Среднее значение коэффициента максимальной нагрузки для всех трансформаторов, подключенных к сети рассматриваемого напряжения, определяют по отпуску ЭЭ в сеть W , тыс. кВтч:

$$\beta_{T_{\max}} = \frac{W \sqrt{1 + tg^2 \varphi}}{S_{T\Sigma} k_3 T}$$

где $S_{T\Sigma}$ – суммарная мощность трансформаторов, МВА.

Удельные потери мощности в трансформаторах 35-220 кВ, кВт/ МВА, рассчитанные по их паспортным данным, приведены в таблице 9. Нагрузочные потери определены при номинальной нагрузке трансформатора $\beta_{T_{\max}}=1$. При другой нагрузке трансформатора приведенные ниже значения удельных нагрузочных потерь необходимо умножить на квадрат этого коэффициента.

Таблица 9 – Удельные потери мощности в трансформаторах 35-220 кВ

S_T, MVA	2,5	4,0	6,3	10	16	25	40	63
$\Delta p_{TH\ 35}$	10	8,4	7,4	6,5	5,6	4,6	4,3	4,0
$\Delta p_{TH\ 110}$	8,8	7,7	7,0	6,0	5,3	4,8	4,1	4,0
$\Delta p_{TH\ 220}$	-	-	-	-	-	-	4,3	4,8
$\Delta p_{TX\ 35}$	2,0	1,7	1,5	1,4	1,3	1,0	0,9	0,8
$\Delta p_{TX\ 110}$	2,2	2,0	1,8	1,4	1,2	1,2	1,1	0,9
$\Delta p_{TX\ 220}$	-	-	-	-	-	-	1,3	1,3

Удельные потери мощности в трансформаторах 6—20кВ, представлены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Удельные потери мощности в трансформаторах 6—20 кВ

$S_T, \text{кВА}$	100	160	250	400	630	1000
$\Delta p_{TH} \text{ 6-20}$	24	17,0	15,2	14,0	12,7	12,0
$\Delta p_{TX} \text{ 6-20}$	3,5	3,1	2,8	2,5	2,3	2,3

Отношение p_{TX} / p_{TH} практически не зависит от мощности трансформатора и для трансформаторов напряжением 110, 35 и 6-20 кВ составляет, соответственно, 0,25, 0,2 и 0,18.

Средние значения удельных потерь мощности и ЭЭ в линиях и трансформаторах различного номинального напряжения приведены в таблице 1.11. Нагрузочные потери в трансформаторах соответствуют их номинальной загрузке в режиме максимальной нагрузки ($\beta_{T_{\max}}=1$). При другой средней загрузке трансформаторов приведенные ниже значения удельных нагрузочных потерь необходимо умножить на квадрат этого коэффициента.

Таблица 1.11 – Средние значения удельных потерь мощности и ЭЭ в линиях и трансформаторах различного номинального напряжения

Напряжение, кВ	Расчетное сечение, мм ²	Потери мощности			k_3	τ_0	Потери ЭЭ в год		
		$\Delta p_{\text{л}}$ кВт/км	$\Delta p_{\text{тн}}$	$\Delta p_{\text{тх}}$			$\Delta w_{\text{л}}$ тыс.кВт ч/км	$\Delta w_{\text{тн}}$	$\Delta w_{\text{тх}}$
			кВт/МВ А					тыс.кВт ч/МВА	
220	300	26,1	4,5	1,3	0,7	0,56	128,0	22,1	11,4
110	105	9,1	6,0	1,5	0,7	0,56	45,0	29,4	13,1
35	67	5,8	8,0	1,6	0,5	0,33	17,0	23,1	14,0
6-20	35	3,0	15,0	2,8	0,4	0,24	6,3	31,5	24,5

Удельные годовые потери ЭЭ в линиях различных сечений сети 0,4 кВ при $j_{\max}=1$ А/мм², представлены в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Удельные годовые потери ЭЭ в линиях 0,4 кВ

Сечение, мм ²	25	35	50	70	95	120	150	185	240
$\Delta w_{ВЛ} \text{ 0,4 тыс. кВт-ч в год}$	3,2	4,3	6,3	8,8	12,0	15,1	18,9	23,2	30,1
$\Delta w_{КЛ} \text{ 0,4 тыс. кВт-ч в год}$	4,0	5,6	8,1	11,2	15,1	19,2	24,0	29,5	38,3

При других значениях $j_{\max}$ удельные потери изменяются пропорционально квадрату $j_{\max}$.

Наиболее часто встречаются ошибки (иногда и сознательные искажения) в расчетах потерь в радиальных сетях 6-20 и особенно 0,4 кВ. Основная часть суммарных потерь приходится на такие сети, а поиск ошибок затруднен большим объемом используемых данных. Поэтому сознательные искажения, если они есть, следует искать в расчетах потерь именно в этих сетях (при существующем необъективном отношении к включению в

нормативы коммерческих потерь и вызванном этим «движении» в сетевых организациях под лозунгом «Насчитай побольше технических потерь» они имеют мотивацию).

При существенных отличиях результата расчета потерь от их оценки, полученной на основе удельных значений, полезную информацию для выяснения причин отличий дает определение плотности тока в проводах головных участков в режиме максимальной нагрузки, А/мм², по формуле:

$$j_{\text{макс}} = \frac{W_{\Sigma} \sqrt{1 + tg^2 \varphi}}{8760 \sqrt{3} U F_{\Sigma} k_3} 10^3 = \frac{W_{cp} \sqrt{1 + tg^2 \varphi}}{8760 \sqrt{3} U F_{cp} k_3} 10^3 = k_j W_{cp},$$

где W_{Σ} — суммарная энергия, отпущенная в линии за год, тыс. кВт*ч;

F_{Σ} — суммарное сечение проводов головных участков всех линий, мм²;

W_{cp} и F_{cp} — средние значения для одной линии.

Для типовых сечений проводов ВЛ и коэффициентов заполнения графика нагрузки в сетях различных напряжений и $tg \varphi = 0,6$ по формуле получены следующие значения коэффициента k_j :

Таблица 1.13 – Значения коэффициента k_j

U, кВ	0,4	6	10	20	35	110
$F_{cp}, \text{мм}^2$	35	70	70	70	95	150
k_3	0,3	0,4	0,4	0,45	0,5	0,7
$k_j (10^3)$	19	0,46	0,27	0,13	0,047	0,007

По приведенным данным легко выявить несоответствие заданного в расчете отпуска ЭЭ в линии действительному ее значению на головных участках линий. Наиболее часто это бывает в сетях 0,4 кВ, когда в расчете вместо отпуска энергии в линии 0,4 кВ используют отпуск ЭЭ на шины 0,4 кВ трансформаторов 6–20/0,4 кВ. Большая часть этой энергии может отпущаться потребителям прямо с шин 0,4 кВ и не проходить по линиям 0,4 кВ («беспотерьные» потребители). Часто сюда включается и энергия, потребляемая от линии 0,4 кВ, но в непосредственной близости от шин («малопотерьные» потребители). В результате отпуск ЭЭ в линии завышается, а потери завышаются в квадрате. Например, отпуск ЭЭ в 240 ВЛ 0,4 кВ принят в расчете равным 32 млн кВт-ч, что соответствует среднему отпуску в одну линию $32 \cdot 10^3 / 240 = 133$ тыс. кВт ч. Для таких линий $k_j = 19 \cdot 10^{-3}$, что соответствует средней для 240 линий плотности тока в проводах в режиме максимальной нагрузки $19 \cdot 10^{-3} \cdot 133 = 2,53$ А/мм². Заданный в расчетах суммарный отпуск следует признать нереальным:

невозможно предположить, что такая загрузка является средней для всех 240 линий (хотя отдельные линии с такой загрузкой могут существовать).

Другим проверяемым параметром является средняя длина линий 0,4кВ. Обычно она не превышает 1 км при среднем значении порядка 0,7 км. Если принятая в расчете потеря средняя длина линий оказалась существенно выше, следует более детально проанализировать исходные данные. Такие ситуации обычно возникают при выборочных расчетах (для того чтобы обосновать высокий уровень потерь в сетях в целом, в выборку, конечно, будут включены наиболее «тяжелые» сети). При полном воспроизведении расчетов использовать такой прием затруднительно, так как суммарная длина линий в сетевой организации известна. В любом случае оценка этих двух параметров (плотности тока в проводах головных участков и средней длины линий) существенно сужает возможности сознательных искажений расчетов.

Выявление зон и конкретных элементов сети с повышенными техническими потерями проводят на основе результатов расчета потерь и их структуры. В первом приближении к очагам нагрузочных потерь относят линии со средней плотностью тока более 1 А/мм^2 , а к очагам потерь холостого хода — трансформаторы, загруженные в режиме максимальных нагрузок менее чем на 50 % на однострансформаторных подстанциях и менее чем на 35 % — на двухтрансформаторных подстанциях. Для каждой радиальной линии 6-110 кВ программа рассчитывает также плотность тока на головном участке при полной загрузке присоединенных к линии трансформаторов, что позволяет оценить не соответствие суммарной мощности трансформаторов и пропускной способности линии.

На рисунке 4 представлена блок-схема этапов работы по проверке нормативов технологических потерь ЭЭ.

Для определения достоверности норматива технологических потерь ЭЭ необходимо рассмотреть общую структуру технических потерь ЭЭ, например:

- технические потери ЭЭ в сети 110 кВ – 51,27 %, в сети 35 кВ – 5,74 %, 6(10) кВ – 30,54 %, в сети 0,38 кВ – 12,44 %

По составу оборудования технические потери распределились:

- нагрузочные потери в линиях – 74,89 %;
- потери на корону – 0,6 %;
- нагрузочные в трансформаторах – 6,21 %;
- потери на холостой ход – 13,34 %;
- собственные нужды – 1,17 %;
- приборы учета – 1,078 %;
- оставшиеся - 2,7 %.

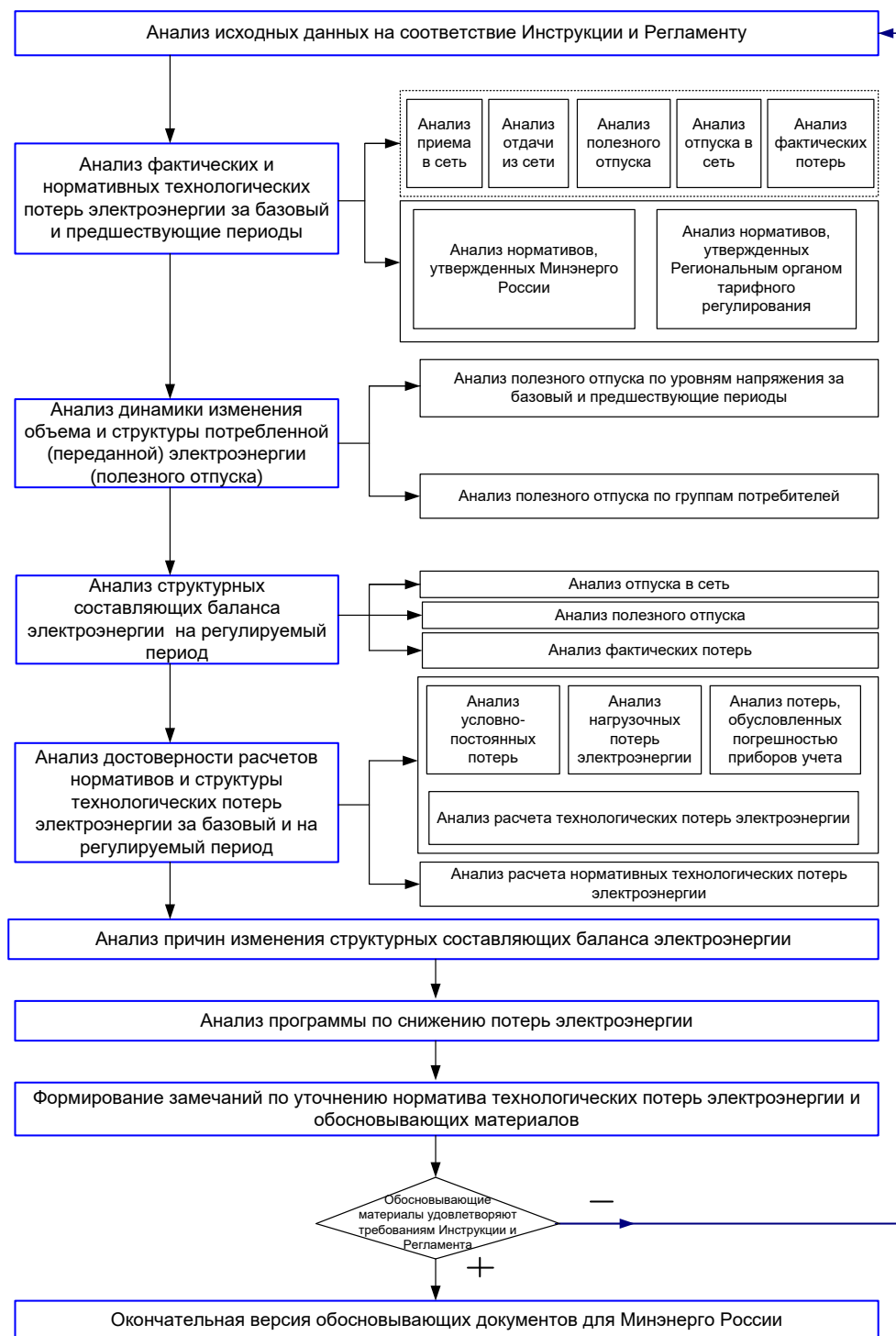


Рисунок 1.4 – Блок-схема этапов работы экспертизы обосновывающих материалов по нормативам технологических потерь ЭЭ

При анализе динамики и структуры переданной (потребленной) ЭЭ в целом и по уровням напряжения рассматриваются статистические данные.

Необходимо провести анализ динамики изменения структуры, переданной (потребленной) ЭЭ по уровням напряжения. Формирование объема переданной (потребленной) ЭЭ выполняется в соответствии с фактическим уровнем номинального напряжения оборудования сетевой компании, к которому подключен потребитель.

Необходимо выполнить сопоставительный анализ значений переданной (потребленной) ЭЭ по уровням напряжения за базовый период с аналогичными значениями переданной (потребленной) ЭЭ за предшествующие периоды.

В электрических сетях сетевых компаний с большей долей коммунально-бытового потребления фактические потери ЭЭ и доля нетехнических потерь, как правило, выше, чем в сетевых компаниях с более низкой долей коммунально-бытового потребления.

Чем выше доля коммунально-бытовых потребителей, тем более широкий набор мероприятий должен быть направлен на снижение нетехнической составляющей потерь: на замену старых индукционных счетчиков, защиту приборов учета от несанкционированного доступа и т.п.

Необходимо проанализировать динамику переданной (потребленной) ЭЭ по группе потребителей, доля потребления которой в общем объеме полезного отпуска составляет значительную величину (примерно 30-40 %).

Необходимо провести анализ переданной (потребленной) ЭЭ потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций, в целом и по уровням напряжения. Это выполняется для оценки отпуска в собственную сеть по уровням напряжения.

Для РСК, у которых заключены договора использования объектов электросетевого хозяйства (договор «последней мили») необходимо оценить количество и объем переданной (потребленной) ЭЭ потребителям «последней мили» для более глубокого анализа относительных потерь ЭЭ от суммарного отпуска в сеть в целом по электрической сети.

В качестве первичного критерия достоверности расчета могут использоваться приведенные ниже предельные значения технологических потерь по уровням напряжения от отпуска в сеть без учета объема передачи ЭЭ потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций:

330-750 кВ – до 4 %

220-110 кВ – до 6 %

35 кВ – до 8 %

6(10) кВ – до 10 %

0,4 кВ – до 14 %

Значения относительных потерь ЭЭ, определенные от отпуска ЭЭ в собственную сеть без учета объема передачи ЭЭ потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций, не должны превышать предельные значения.

При анализе расчета технических потерь сети 0,4 кВ необходимо обращать внимание на следующее:

- удельные потери ЭЭ, как правило, должны находиться в диапазоне от 2 до 20 тыс. кВт·ч/км. Если удельные потери превышают верхний предел указанного диапазона значений удельных потерь, необходим тщательный анализ результатов расчетов и исходных данных;
- плотность тока, как правило, не должна превышать 2,5 А. Если плотность тока превышает 2,5 А, необходим тщательный анализ результатов расчетов и исходных данных;
- средняя протяженность одной линии 0,4 кВ, как правило, не должна превышать 1,5 км;
- среднее количество линий 0,4 кВ, отходящих от секции 0,4 кВ трансформаторной подстанции, должно находиться в диапазоне 2-5 линий. Для городских электрических сетей верхний предел этого диапазона может быть выше;
- среднее сечение воздушных линий электропередачи 0,4 кВ находится, как правило, в пределах 16-50 мм², на магистральных участках 35-70 мм²;
- потеря напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее электрически удаленного электроприемника не должна превышать отклонение $\pm 5\%$.

При определении потерь ЭЭ, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета, для электрической сети сетевой компании, состоящей из отдельных объектов (ПЭС, РЭС и т.д.), не допускается суммировать потери ЭЭ, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета, определенных для отдельных объектов, входящих в электрическую сеть.

Значение потерь ЭЭ, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета, для сетевой компании, как правило, должны находиться в диапазоне от 0,2 до 1 % от отпуска в сеть.

Вопросы и задания

Для расчетов потерь ЭЭ, выполненных в заданиях 3-6 оценить достоверность расчетов и выполнить структурный анализ потерь по уровням напряжения.

Вопросы к практическому занятию:

1. Каковы предельные значения технологических потерь по уровням напряжения от отпуска в сеть без учета объема передачи ЭЭ потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций?

2. В каком диапазоне от отпуска в сеть находятся значения потерь ЭЭ, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета?
3. В каком диапазоне должны находиться удельные потери ЭЭ в сети 0,4 кВ?
4. Какова структура потерь ЭЭ по составу оборудования?
5. Линии с какой плотностью нагрузки можно отнести к очагам потерь?
6. При какой загрузке однотрансформаторных подстанций их можно отнести к очагам потерь ЭЭ?
7. При какой загрузке двухтрансформаторных подстанций их можно отнести к очагам потерь ЭЭ?
8. Какое значение не должно превышать отклонение потери напряжения в максимум нагрузки в сети 0,4 кВ от шин ТП до наиболее электрически удаленного электроприемника?
9. При каковой средней протяженности одной линии 0,4 кВ необходимо проверить исходные данные?

Рекомендуемая литература

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 8

Влияние отпусков электроэнергии на величину потерь электроэнергии при использовании метода средних нагрузок.

Целью занятия является исследование изменения потерь электроэнергии при изменениях отпусков электроэнергии.

В результате практического занятия студенты должны понять, как изменяется величина потерь электроэнергии при изменениях отпусков электроэнергии.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью выполнять расчеты потерь электроэнергии различными методами в зависимости от имеющейся исходной информации

Теоретическая часть

При использовании метода средних нагрузок потери электроэнергии рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_{nj} = k_{\text{л}} k_{\text{к}} \Delta P_{\text{ср}} T_j k_{\phi}^2 ,$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ - потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов;

k_{ϕ}^2 - коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал;

$k_{\text{к}}$ - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети;

T_j - продолжительность j -го расчетного интервала, ч.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{\text{ср}}^2 T) ,$$

где P_i - значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i , час;

m - число ступеней графика на расчетном интервале;

$P_{\text{ср}}$ - средняя нагрузка сети за расчетный интервал.

Коэффициент $k_{\text{к}}$ в формуле принимается равным 0,99.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчетный интервал по формуле:

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi, \text{с}}^2 \cdot k_{\phi, \text{м}}^2 \cdot k_{\phi, \text{н}}^2 ,$$

где $k_{\phi, \text{с}}^2$ - коэффициент формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле;

$k_{\phi, \text{н}}^2$ - коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале), рассчитываемый по формуле:

$$k_{\phi, \text{н}}^2 = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j \cdot W_{\text{ср.мес}}^2),$$

где W_{mi} - отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного интервала;

$W_{\text{ср.мес}}$ среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала.

При расчете потерь за месяц $k_{\phi, \text{н}}^2 = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение k_{ϕ}^2 определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3} .$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}},$$

где W_o - отпуск электроэнергии в сеть за время T ;

$T_{\max}$ - число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Средняя нагрузка i -го в узла определяется по формуле:

$$P_{cpi} = \frac{W_i}{T},$$

где W_i - энергия, потребленная (генерированная) в i -м узле за время T .

Нормирование технических потерь, определение рациональных потерь и рациональной загрузки электрической сети выполняются на основе анализа зависимости потерь ЭЭ от отпуска ЭЭ в сеть. На рисунке 5 представлен пример такой зависимости для некоторой электрической сети.

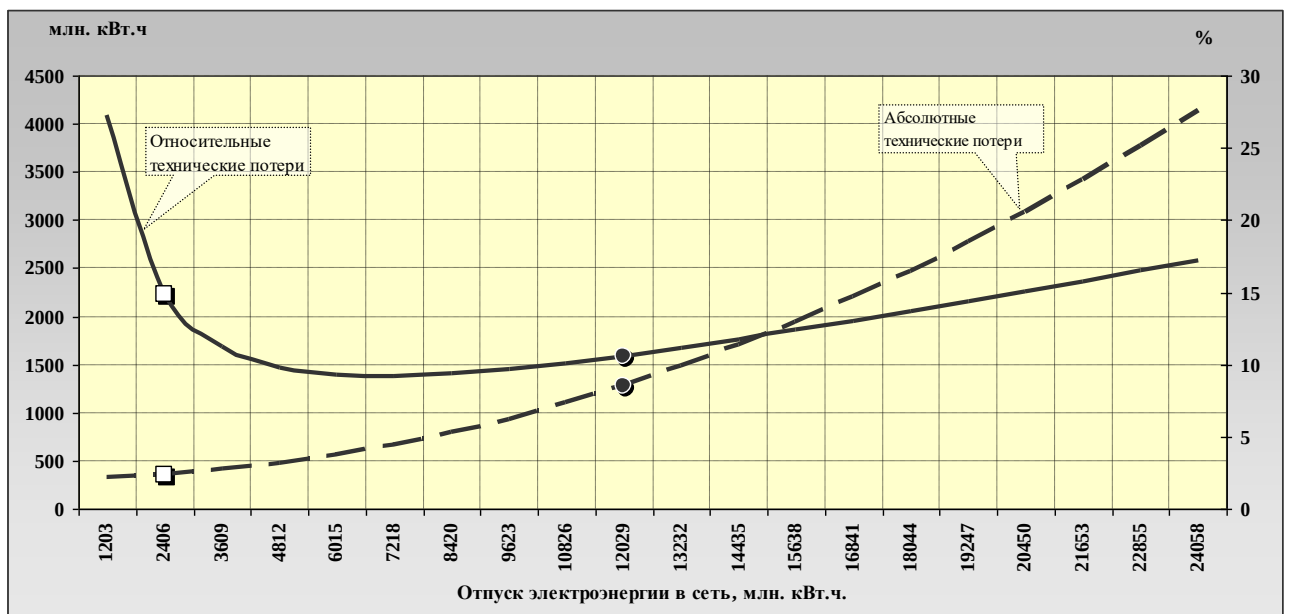


Рисунок 5 – Динамика изменения относительных и абсолютных технических потерь электроэнергии при изменении отпуска электроэнергии в сеть

Нагрузочные потери связаны с электропотреблением квадратичной зависимостью. В первом приближении при нормировании потерь можно ориентироваться на чисто квадратичный характер их роста с увеличением электропотребления.

Условно-постоянные потери в эксплуатируемом оборудовании будут оставаться практически постоянными в абсолютных единицах, в относительных же будут линейно снижаться.

Недоучет ЭЭ при тех же приборах учета будет возрастать в абсолютных единицах и несколько снижаться в относительных из-за увеличения нагрузки трансформаторов тока.

При относительно небольшом отпуске ЭЭ в сеть абсолютные потери ЭЭ в числовом выражении практически не изменяются, поскольку при низкой загрузке электрических сетей преобладают условно-постоянные потери ЭЭ, не большее внимание снижению условно-постоянных потерь; если больше рациональной — то снижению нагрузочных потерь.

Вопросы и задания

1. Для сети, рассмотренной в практическом занятии 2, повторить расчеты для других значений мощностей 50, 60, 70, 90, 120, 140% от первоначальных значений и заполнить таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчета потерь электроэнергии

Отпуск в %	W, МВт·ч	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч						Суммарные потери электроэнер- гии, отн. ед.
		Нагрузочные			Холос- того хода	На корону	Суммар- ные	
		В линиях	В трансформа- торах	Суммар- ные				
50								
60								
70								
90								
120								

2. Построить график зависимости суммарных потерь ЭЭ в абсолютных и относительных единицах от отпуска ЭЭ в сеть.

Рекомендуемая литература

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 9

Исследование влияния уровня рабочего напряжения на шинах источника питания на результаты расчета потерь электроэнергии

Целью занятия является исследование изменения потерь электроэнергии при изменениях уровня рабочего напряжения на шинах источника питания.

В результате практического занятия студенты должны понять, как изменяется величина потерь электроэнергии при изменениях уровней рабочего напряжения на шинах источника питания.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью выполнять исследование влияния уровня рабочего напряжения на шинах источника питания на результаты расчета потерь электроэнергии

Теоретическая часть

Нагрузочные потери обратно пропорциональны квадрату рабочего напряжения. Условно-постоянные потери в эксплуатируемом оборудовании связаны с рабочим напряжением квадратичной зависимостью.

Потери на корону зависят от уровня рабочего напряжения в большей степени, чем нагрузочные потери: при повышении напряжения на 10 % номинального потери на корону увеличиваются в 1,857 раза, а нагрузочные потери уменьшаются в 1,21 раза.

Недоучет ЭЭ при тех же приборах учета будет возрастать из-за уменьшения нагрузки трансформаторов тока (с ростом уровня рабочего напряжения при передаче неизменной мощности ток будет уменьшаться).

В этих условиях возникает задача рационального уровня напряжения, соответствующего минимизации суммарных потерь активной мощности и ЭЭ в электрической сети.

Для уменьшения потерь мощности и ЭЭ в режиме наименьших нагрузок, когда условно-постоянные потери (на корону, холостого хода) оказываются соизмеримыми с нагрузочными потерями или превышают их, напряжение необходимо понижать до минимально возможного; в режиме наибольших нагрузок, когда преобладают нагрузочные потери, наоборот, следует повышать напряжение до наибольшего рабочего.

Поскольку потери на корону зависят от типа погоды, то для уменьшения потерь мощности и ЭЭ при хорошей погоде, когда нагрузочные потери существенно больше потерь на корону, напряжение необходимо увеличивать до наибольшего рабочего, при плохой погоде (влажность, изморозь), когда потери на корону больше нагрузочных, напряжение даже в режиме наибольших нагрузок нужно понижать до минимально возможного.

Необходимо учитывать, что снижение потребления в последние годы привело к тому, что сети сверхвысокого напряжения работают с большой недогрузкой. В связи с этим существенно повышается общий уровень напряжения в сети, что значительно усиливает коронирование проводов. В результате в режимах наименьших нагрузок потери на корону в линиях сверхвысокого напряжения могут намного превышать нагрузочные потери в проводах.

Оценим совместное влияние на потери ЭЭ величины отпуска ЭЭ и уровня рабочего напряжения. С ростом электропотребления увеличиваются не только нагрузочные потери ЭЭ, но и падение напряжения в элементах сети, что приводит к снижению его уровня в узлах сети.

В результате увеличение электропотребления, сопровождающееся снижением уровня рабочего напряжения в узлах сети, будет приводить к росту нагрузочных потерь в абсолютных единицах в большей степени, чем квадратичная зависимость, и к уменьшению условно-постоянных потерь в абсолютных единицах.

Вопросы и задания

Построить графики нагрузки суммарных технологических потерь ЭЭ и их составляющих в абсолютных единицах от уровня рабочего напряжения на источнике питания для трех значений нагрузки 50, 100, 140%.

Вопросы к практическому занятию:

1. Какие уровни напряжения относительно номинального целесообразно поддерживать в сети для минимизации потерь, если величина нагрузочных потерь составляет 80 %, суммарных потерь.
2. Какие уровни напряжения, относительно номинального, целесообразно поддерживать в сети для минимизации потерь, если величина нагрузочных потерь составляет 30 %, суммарных потерь.
3. Какие уровни напряжения необходимо поддерживать для уменьшения потерь мощности и ЭЭ на корону при различных соотношениях нагрузочных и условно-постоянных потерь?

Рекомендуемая литература

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 8

Исследование потерь электроэнергии, обусловленных погрешностью системы учета

Целью занятия является получение навыков расчета потерь электроэнергии обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии

В результате практического занятия студенты должны освоить методики расчета потерь электроэнергии обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии и методику распределения потерь электроэнергии по уровням напряжения.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью исследования потерь электроэнергии, обусловленных погрешностью системы учета.

Теоретическая часть

Превышение фактических потерь ЭЭ в сетях над техническими в два раза и более вынуждают, как уже было сказано выше, и разработчиков методов нормирования потерь, и сами ТСО искать дополнительные составляющие норматива потерь.

По общему мнению, такой составляющей, которая, кроме технических потерь, может быть учтена в нормативе, является составляющая, обусловленная погрешностями приборов учета ЭЭ. Это нашло отражение в Постановлении ФЭК РФ от 14.05.03 N37-Э. Однако там не сказано, о каких погрешностях идет речь. А таких как минимум три:

- допускаемая погрешность измерительного комплекса (ИК), в общем случае состоящего из трансформатора тока, трансформатора напряжения и счетчика при нормальных условиях их эксплуатации;
- систематическая погрешность ИК (как отрицательная, так и положительная), обусловленная ненормированными рабочими условиями применения ИК;
- систематическая отрицательная погрешность старых индукционных счетчиков, отработавших свой ресурс, и счетчиков с просроченными сроками поверки.

Под системой учета ЭЭ понимается совокупность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска ЭЭ из сети и включающих в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), электрические счетчики, соединительные провода и кабели. Измерительные комплексы могут быть объединены в автоматизированную систему учета ЭЭ, рисунок 6.

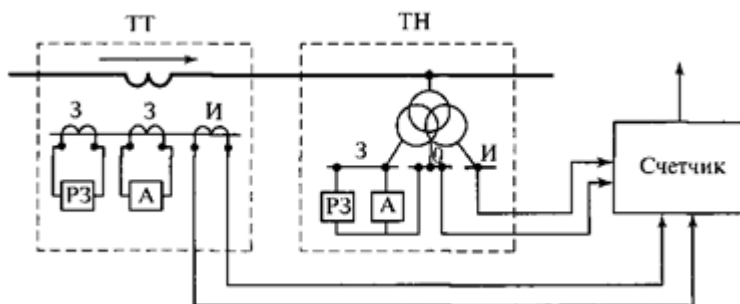


Рисунок 6 – Общая схема учета электроэнергии

Субъекты рынка взаимно согласовывают схему размещения приборов коммерческого учета на энергообъектах с учетом границ балансовой принадлежности оборудования и взаимных интересов сторон.

Определение метрологических характеристик конкретного измерительного комплекса проводят в соответствии с РД 34.11.333-97 «Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах» типовая методика выполнения измерений количества ЭЭ.

Численное значение расчета коммерческих потерь из-за погрешности измерений ЭЭ в нормальных условиях работы измерительного комплекса определяется предельными допускаемыми погрешностями измерительных комплексов, учитывающих прием ЭЭ в сеть, отпуск ЭЭ из сети и потребление ЭЭ энергопринимающими устройствами и субъектами.

Расчет потерь ЭЭ, обусловленных допустимой погрешностью системы учета осуществляется для нормальных условий работы элементов системы учета и без учета угловых погрешностей, поэтому используется упрощенная формула расчета погрешности измерительного канала активной ЭЭ:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{сч}}^2 + \delta_{\text{ТТ}}^2 + \delta_{\text{ТН}}^2 + \delta_{\text{Л}}^2},$$

где $\delta_{\text{сч}}, \delta_{\text{ТТ}}, \delta_{\text{ТН}}$ - основные допустимые погрешности счетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения при нормальных условиях (принимаются по значению классов точности), %;

$\delta_{\text{Л}}$ - предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %.

Погрешность от потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН принята случайной, как малозначащая величина.

Однако при определении структуры потерь по энергоснабжающей организации в целом невозможно ориентироваться на наличие таких данных для сотен и тысяч точек учета и приходится использовать усредненную оценку их возможных погрешностей. Изложенная ниже методика такой оценки применима к большим объектам (АО-энерго, ПЭС, РЭС и городским сетям), в меньшей степени к подстанциям и практически неприменима к конкретным точкам учета. Абсолютные потери ЭЭ (тыс.кВт.ч), обусловленные допустимыми погрешностями системы учета ЭЭ ($\Delta W_{\text{погр.Б}}$), определяются как предельное значение величины допустимого небаланса ЭЭ в целом по электрической сети с учетом данных за базовый период по формуле:

$$\Delta W_{\text{погр.Б}} = 0,01 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 \cdot W_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 \cdot W_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot W_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot W_1^2},$$

где $\delta_i (\delta_j)$ - погрешность измерительного канала принятой (отданной) активной ЭЭ по электрической сети, %;

- $W_i (W_j)$ - прием (отдача) ЭЭ, зафиксированные измерительными каналами активной ЭЭ по электрической сети, тыс.кВт.ч;
- n - количество точек учета, фиксирующих прием ЭЭ, шт.;
- m - количество точек учета, фиксирующих отдачу ЭЭ, в том числе крупным потребителям, шт.;
- k_3 - количество точек учета трехфазных потребителей (за минусом, учтенных в « m »), шт.;
- k_1 - количество точек учета однофазных потребителей (за минусом, учтенных в « m »), шт.;
- W_3 - потребление ЭЭ трехфазными потребителями (за минусом, учтенных в « m »), тыс.кВт.ч;
- W_1 - потребление ЭЭ однофазными потребителями (за минусом, учтенных в « m »), тыс.кВт.ч.

В этом случае, при расчете потерь, обусловленных погрешностью системы учета ЭЭ, учитываются только случайные составляющие небаланса ЭЭ, которые определяются как предельное значение допустимого небаланса ЭЭ.

Относительные потери ЭЭ, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета ЭЭ, для ТСО в базовом периоде равны, %:

$$\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{ногр.Б}} \cdot 100}{W_{\text{ос.Б}}},$$

где $W_{\text{ос.Б}}$ - отпуск ЭЭ в сеть в целом по электрической сети за базовый период.

Относительные потери ЭЭ, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета ЭЭ, для ФСК и МСК в базовом периоде равны:

$$\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{ногр.Б}} \cdot 100}{W_{\text{отп.Б}}},$$

где $W_{\text{отп.Б}}$ - отпуск ЭЭ из сети в целом по электрической сети за базовый период.

Потери ЭЭ, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета ЭЭ, по уровням напряжения распределяются пропорционально отпуску в сеть по уровням напряжения как в базовом, так и в регулируемом периодах.

В случае если в базовом году технологические потери ЭЭ превышают фактические (отчетные) потери ЭЭ, то в регулируемом году потери ЭЭ, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета, принимаются равными нулю.

Неучет систематической составляющей небаланса при расчете потерь ЭЭ может привести к занижению инструментальной погрешности учета ЭЭ. В зависимости от параметров системы учета разница в значениях систематической и случайной погрешности может быть почти в два раза.

Вопросы и задания

Для схемы участка сети показанной упрощено на рисунке 7, без схем распределительных устройств и измерительных трансформаторов, в соответствии с номером варианта определить погрешности измерительного комплекса для каждой точки учета электроэнергии, определить потребителя с наибольшим вкладом в суммарную погрешность системы учета и рассчитать величину потерь, обусловленных погрешностью систем учета ЭЭ.

Параметры системы коммерческого учета представлены на рисунке 7.

Счетчики установлены на границе балансовой принадлежности. Источником питания являются шины узловой подстанции энергосистемы, сумма показаний счетчиков на поступлении электроэнергии в сеть по двум линиям – $W_{\text{пост}}$.

Рассматриваемый участок сети состоит из двух подстанций высокого напряжения – ПС1 и ПС2. По сети высокого напряжения есть граница со смежной сетевой компанией РСК1, показания счетчиков переданной ей электроэнергии за месяц – $W_{\text{РСК1}}$. От ПС1 питается крупный промышленный потребитель 1, показания счетчика за месяц – $W_{\text{потр1}}$.

От шин низшего напряжения ПС2 питается крупный потребитель 2, селитебная территория и смежная сетевая компания РСК2. Показания счетчиков для потребителя и сетевой компании РСК2 – соответственно $W_{\text{потр2}}$ и $W_{\text{РСК2}}$. Электрическая сеть селитебной территории состоит из нескольких одинаковых фидеров. Каждый фидер питает шесть трансформаторных подстанций ТП1-ТП6. От шин низшего напряжения ТП1 получает питание потребитель 3, показания его счетчиков – $W_{\text{потр3}}$; ТП2 принадлежит потребителю 4, показания счетчиков – $W_{\text{потр4}}$. От ТП3 до ТП6 питаются жилые дома и общественные здания.

Схема сети ТП3–ТП6 и структура потребителей одинаковые: один крупный потребитель (административное здание, магазин, офисный центр, ТСЖ) и жилые дома. Показания счетчиков за месяц для крупного потребителя – $W_{\text{общ}}$, суммарные показания счетчиков жилых домов – $W_{\text{жил. Дома}}$. Параметры системы учета и показания счетчиков представлены в таблице 15. Технические потери ЭЭ составляют 870 тыс. кВт ч.

Таблица 15 – Исходные данные для схемы

Точки учета				$K_{\text{зап}}$	tgφ	Класс точности
-------------	--	--	--	------------------	-----	----------------

	W, МВт*ч	Кол-во счетчиков	Тип счетчик ов			Счетчика	ТТ	ТН
ПС системы	25000+NB	2	Э	0,65	0,5	0,5	0,5	0,5
РСК1	5200+NB	2	Э	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
ПС1, потребитель 1	5600+NB	2	Э	0,54	$0,45$	0,5	0,5	0,5
ПС2, потребитель 1	9560+NB	4	Э	0,48	0,4	0,5	0,5	0,5
ПС2, РСК2	850+NB	4	Э	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
ТП1, потребитель 3	160+NB	2	И	0,4	$0,34$	1	0,5	
ТП2, потребитель 4	400+NB	2	Э	0,4	0,4	1	0,5	0,5
ТП3, административное здание	90+NB	2	И	0,35	$0,35$	1	0,5	
ТП2, магазин	140+NB	2	И	0,36	$0,35$	1	0,5	
ТП5, ТСЖ	270+NB	4	И	0,4	$0,35$	1	0,5	
ТП6, ТСЖ	230+NB	4	И	0,4	$0,35$	1	0,5	
ТП3-ТП6, жилые дома	500+NB	1600	И		$0,35$	2		

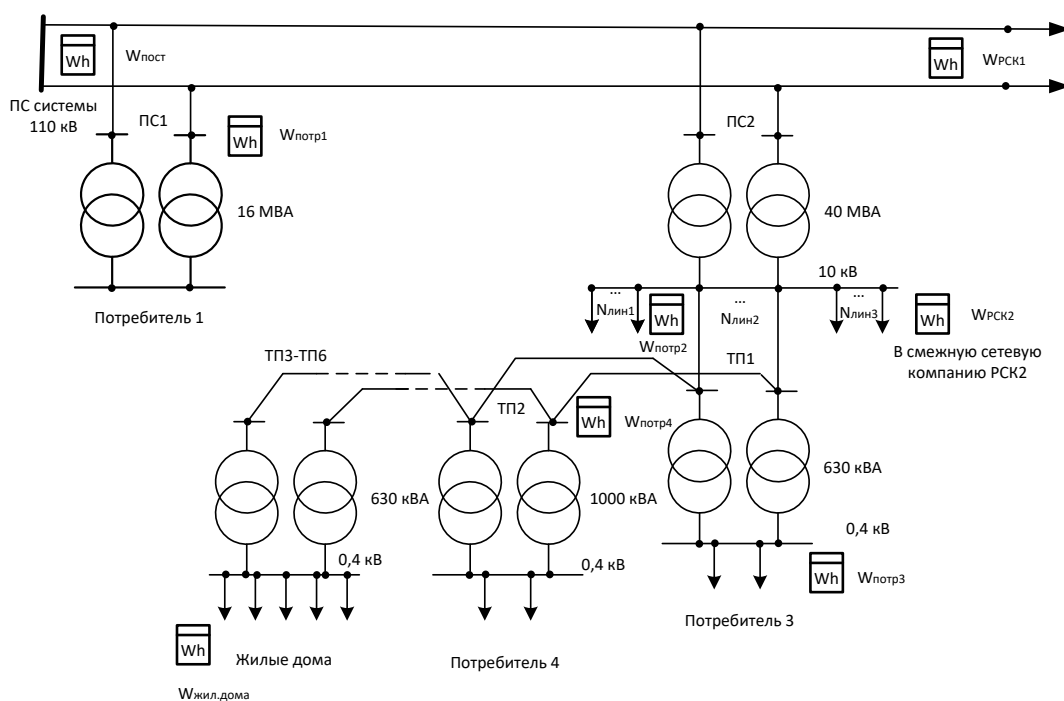


Рисунок 7 – Схема участка распределительной сети

Вопросы к практическому занятию:

1. Как определяется предельная погрешность измерительного комплекса электроэнергетики?
3. Какие факторы приводят к увеличению погрешности измерительного комплекса?
4. Объясните причины возникновения погрешностей трансформаторов тока.

5. От каких факторов зависит погрешность трансформаторов тока?
6. Как нормируется предельная погрешность трансформаторов тока?
7. Объясните причины возникновения погрешностей трансформаторов напряжения.
8. От каких факторов зависит погрешность трансформаторов напряжения?
9. Почему необходимо ограничивать потери напряжения в соединительных проводах от трансформатора напряжения до счетчика электроэнергии?
10. Как в настоящее время определяются потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии?
11. Какие элементы вносят основные наиболее значимые погрешности в измерительные комплексы по учету электроэнергии?
12. Как рассчитывается результирующая случайная погрешность измерительного комплекса по учету электроэнергии?

Список литературы, рекомендуемый к использованию

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 11

Расчет величины фактических потерь электроэнергии в линиях и подстанциях

Целью занятия является получение навыков расчет величины фактических потерь электроэнергии в линиях и подстанциях.

В результате практического занятия студенты должны освоить способы и правила расчет величины фактических потерь электроэнергии в линиях и подстанциях.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью расчета величины фактических потерь электроэнергии в линиях и подстанциях

Теоретическая часть

Учет полученной и отпущенной ЭЭ является важной частью хозяйственной деятельности любого предприятия. Прежде всего, учет ЭЭ, являющийся промышленной продукцией, необходим для осуществления денежного расчета между ее поставщиками и потребителями. Для рационального и экономичного потребления энергоресурсов требуется правильная и точная организация учета ЭЭ.

При решении задач расчета, анализа, нормирования и снижения потерь ЭЭ в электрических сетях при расчете баланса ЭЭ применяют следующие основные понятия и определения:

1) отпуск ЭЭ в электрическую сеть ЭСО W_{oc} определяемый как разность объемов ЭЭ, поступившей в электрическую сеть, $W_{пост}$ и ЭЭ, отпущенной из сети,

$$W_{отп} = W_{пост} - W_{отп}.$$

Объемы ЭЭ $W_{пост}$ и $W_{отп}$ определяются по показаниям счетчиков коммерческого учета ЭЭ, установленным в точках поставки ЭЭ (на границе балансовой принадлежности электрических сетей ЭСО).

В случае отсутствия счетчиков ЭЭ в точке поставки ЭЭ определяется расчетным путем – суммированием или вычитанием ЭЭ, зафиксированной системой коммерческого учета, расположенного в согласованной между заинтересованными сторонами точке учета и технических потерь ЭЭ в оборудовании, расположенном между точкой поставки и точкой учета.

$$W_{ТП} = W_{КСУ} \pm \Delta W_T,$$

где $W_{ТП}$ – ЭЭ в точке поставке,

$W_{КСУ}$ – ЭЭ в точке коммерческого учета,

ΔW_T – технические потери ЭЭ в оборудовании, расположенном между точкой поставки и точкой учета.

Фактический небаланс ЭЭ в электрической сети по определению равен коммерческим потерям, отнесенным к отпуску ЭЭ в сеть:

$$НБ_{\phi} = (W_{пост} - W_{отп} - W_n - W_{nn} - \Delta W_m) / W_{oc}.$$

Поступление ЭЭ в сеть РСК рассчитывается как сумма поступлений с шин станций и подстанций и определяется по формуле:

$$W_{пост} = \sum_{i=1}^N W_{пост_i} + \sum_{t=1}^L W_{пост_t}.$$

Отпуск ЭЭ из сети РСК равен сумме отпусков ЭЭ с шин станций и подстанций и определяется по формуле:

$$W_{отп} = \sum_{i=1}^N W_{отп_i} + \sum_{t=1}^L W_{отп_t}.$$

Отпуск ЭЭ в сеть РСК определяется по следующей формуле:

$$W_{oc} = W_{пост} - W_{отп}.$$

Пример баланса ЭЭ по классам напряжений за базовый период представлен на рисунке 8. Пример прогнозного баланса ЭЭ по классам напряжений на период регулирования. представлен на рисунке 8.

Фактические потери электрической энергии в электрических сетях, входящих в Единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть (далее – ЕНЭС), являются структурной составляющей баланса электрической энергии.

Фактические потери электрической энергии в ЕНЭС определяются на основании данных о поступлении (поставке) электрической энергии в сеть и отпуске электрической энергии из сети, полученных по результатам учета электрической энергии в точках поставки на границах балансовой принадлежности ЕНЭС, а также данных о расходе электрической энергии на производственные нужды.

При отсутствии приборов учета электрической энергии в точках поставки расчет приема в сеть и отдачи из сети электрической энергии производится на основании данных приборов учета, установленных на ближайших к таким точкам объектах электросетевого хозяйства и (или) энергетических установках производителей электрической энергии.

При отсутствии приборов учета электрической энергии на ближайших к точкам поставки объектах электросетевого хозяйства и (или) энергетических установках производителей электрической энергии расчет приема в сеть и отдачи из сети электрической энергии определяется с использованием телеизмерений или регистраторов аварийных событий, установленных на объектах электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, а при их отсутствии – на основании суточных ведомостей в соответствии со следующей формулой:

$$W_{\text{пр}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{пр}t}, \quad W_{\text{отд}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{отд}t}.$$

В случае, если точка учета электрической энергии не совпадает с точкой поставки электрической энергии, прием в сеть и отдача из сети электрической энергии в точке поставки определяются по следующей формуле:

$$W_{\text{пн}} = W_{\text{тв}} \pm \Delta W_{\text{т}}.$$

Технические потери электрической энергии в формуле включают в себя условно-постоянные и нагрузочные потери электрической энергии.

Схемы возможных мест расстановки приборов учета на присоединениях и формулы для расчета поступления (поставки) в сеть и отпуска из сети представлены в Приложении А.

Поступление (поставка) электрической энергии в сеть ЕНЭС равна сумме поступлений (поставок) с шин станций и подстанций и определяется по формуле:

$$W_{\text{пост}} = \sum_{i=1}^N W_{\text{пост}i} + \sum_{t=1}^L W_{\text{пост}t}.$$

Отпуск электрической энергии из сети ЕНЭС равен сумме отпусков электрической энергии с шин станций и подстанций и определяется по формуле:

$$W_{\text{отп}} = \sum_{i=1}^N W_{\text{отп}i} + \sum_{t=1}^L W_{\text{отп}t}.$$

Фактические потери электрической энергии определяются по следующей формуле:

$$\Delta W_{\Phi} = W_{\text{пост}} - W_{\text{отп}} - W_{\text{пн}}.$$

Относительное значение фактических потерь электрической энергии в ЕНЭС определяется в процентах от отпуска электрической энергии из сети ЕНЭС, по следующей формуле:

$$\Delta W_{\Phi, \%} = \frac{\Delta W_{\Phi}}{W_{\text{отп}}} \cdot 100\%.$$

Вопросы и задания

Рассчитать численные значения структурных составляющих баланса электроэнергетики и фактические потери электроэнергии в линиях и подстанциях по данным таблицы 16 и схемы, представленной на рисунке 8.

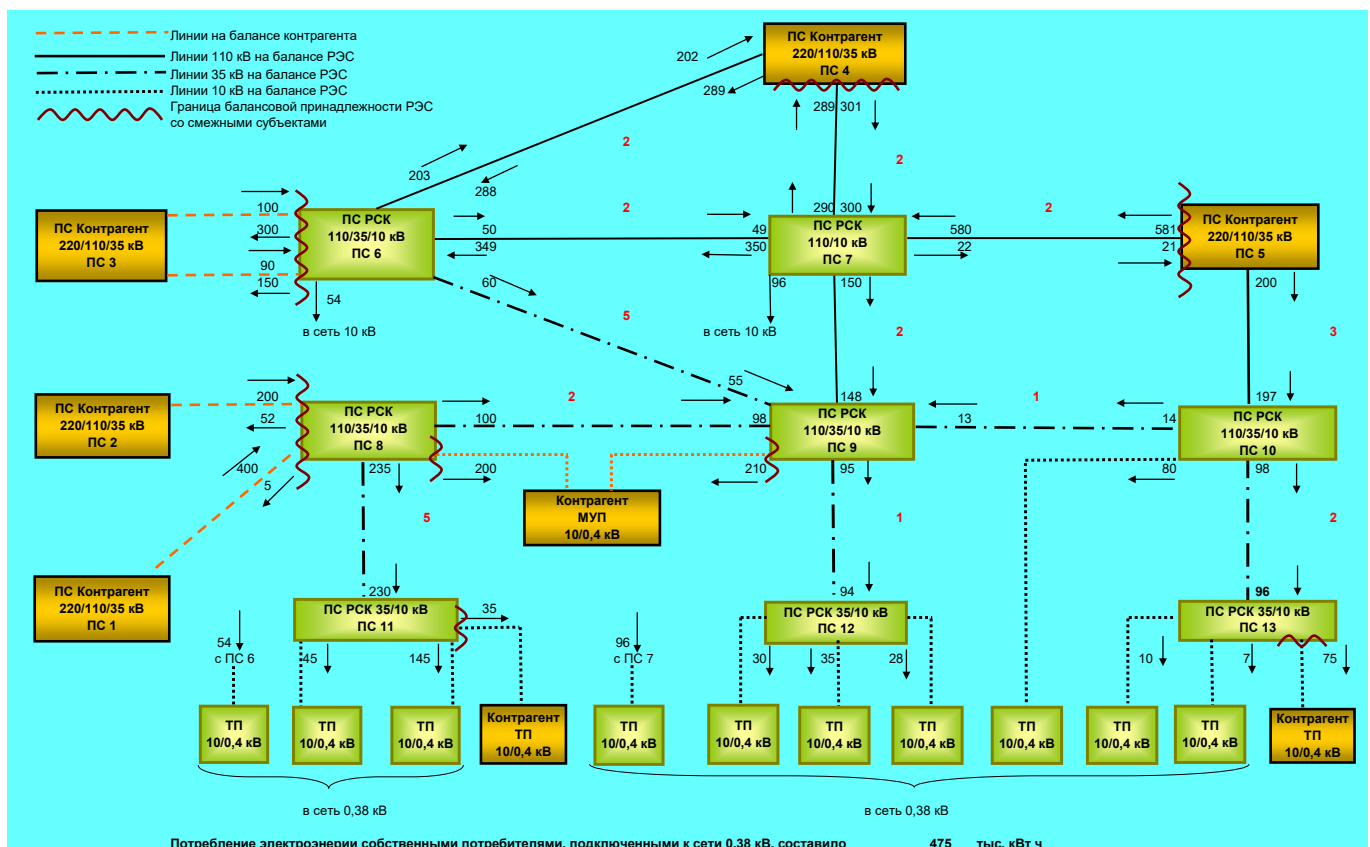


Рисунок 8 – Схема исследуемой сети

Таблица 16 – Исходные данные

-
- На балансе предприятия находятся восемь подстанций:
- ПС №6 110/35/10 кВ; ПС №7 110/10 кВ; ПС №8 110/35/10 кВ;
- ПС №9 110/35/10 кВ; ПС №10 110/35/10 кВ; ПС №11 35/10 кВ;
- ПС №12 35/10 кВ; ПС №13 35/10 кВ.
- На балансе предприятия находятся двенадцать линий 110-35 кВ:
- ВЛ (6-4) 110 кВ; ВЛ (4-7) 110 кВ; ВЛ (6-7) 110 кВ;
- ВЛ (7-5) 110 кВ; ВЛ (5-10) 110 кВ; ВЛ (7-9) 110 кВ;
- ВЛ (6-9) 35 кВ; ВЛ (8-9) 35 кВ; ВЛ (9-10) 35 кВ;
- ВЛ (8-11) 35 кВ; ВЛ (9-11) 35 кВ; ВЛ (10-13) 35 кВ;
- а так же электрическая сеть 10-0,38 кВ.
- Граничные подстанции, по которым выполняется формирование баланса электрической энергии:
- ПС №4 Контрагента 220/110/35 кВ; ПС №6 РЭС 110/35/10 кВ;
- ПС №5 Контрагента 220/110/35 кВ; ПС №8 РЭС 110/35/10 кВ.

Вопросы к практическому занятию:

1. На основании какой информации можно выполнить расчет приема в сеть, отдачи из сети и фактических потерь электрической энергии?
2. Каким образом определяется отпуск электрической энергии из сети?
3. Каким образом определяются фактические потери электрической энергии?
4. Каким образом определяется поступление (поставка) электрической энергии в сеть?
5. Каким образом определяется относительное значение фактических потерь электрической энергии в ЕНЭС?

Список литературы, рекомендуемый к использованию

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 12

Влияние эквивалентирования на результаты расчета потерь электроэнергии

Целью занятия является освоение методики получения эквивалентных схем и их влияния на результаты потерь ЭЭ.

В результате практического занятия студенты должны получить навыки эквивалентирования и особенности анализа потерь ЭЭ.

Актуальность практического занятия обусловлена влиянием эквивалентирования на результаты расчета потерь электроэнергии

Теоретическая часть

При расчетах потерь ЭЭ для рационального представления информации для анализа широко используют эквивалентирование.

При эквивалентировании используется замена некоторой совокупности элементов их обобщенным эквивалентным представителем.

При различных расчетах электрическая сеть описывается системой алгебраических уравнений. Все элементы этой сети входят в исходную математическую модель уравнениями, которые соответствуют их схемам замещения.

Если для описания режима выбраны токи и напряжения $\underline{I}$, $\underline{U}$, то алгебраические уравнения обычно линейные, а если $\underline{S}$, $\underline{U}$ - то уравнения нелинейные.

Эквивалент - это объект, который находится в отношении эквивалентности с другими объектами. Он призван замещать какой-либо объект (или явление) с которым он находится в отношении эквивалентности, именно в этом отношении. Эквивалентность может означать равносильность, среднее свойство быть эталоном, равенство, тождество между объектами или их свойствами.

Объект который подлежит замещению принято называть *оригиналом*.

Узлами примыкания называют узлы исходной схемы, ограничивающие упрощаемую часть схемы.

Эквивалентными узлами называют узлы новые по сравнению с исходной схемой замещения, возникновение которых в результате эквивалентного упрощения части энергосистемы предусмотрено некоторыми методами эквивалентирования.

Эквивалентной нагрузкой и генерацией называют значение активной и реактивной мощностей внесенной в узлы примыкания и эквивалентированной соответствующей части энергосистемы.

Одним из главных требований к эквиваленту является существенное сходство и несущественность различия с оригиналом в плане познавательной задачи.

Характерные признаки эквивалента:

1. Эквивалент замещает оригинал в определенном отношении. Выступает

его заменителем в исследовании.

2. Эквивалент охватывает не все свойства оригинала, а только те которые существенны для того, кто применяет эквивалент.

3. Эквивалент однозначно соответствует оригиналу.

Все выполняемые при эквивалентировании операции могут быть разбиты на следующие этапы:

1. **Анализ задачи и выбор исходных условий эквивалентирования.** На этом этапе выявляется множество существенных величин, характеризующих исследуемое явление, определяется совокупность параметров подлежащих эквивалентированию, определяется вид применяемого метода эквивалентирования, обосновывается применение исходных законов сохранения, математическая формулировка которых позволяет записать исходные условия эквивалентирования.

2. **Подбор конструкций эквивалента.** Конструкция эквивалента подбирается с учетом специфики решаемой задачи, удобства многократного использования эквивалента и простоты математической формулировки исходных законов сохранения.

3. **Получение основных условий эквивалентирования.** Этот этап может быть выполнен после выполнения 1,2 этапов, поскольку основные условия эквивалентирования получаются на основе исходных условий и известной конструкции.

4. **Выбор дополнительных условий эквивалентирования.** Целью этого этапа является приведение в соответствие числа параметров эквивалента и числа условий эквивалентирования (уравнение эквивалентирования).

5. **Определение параметров эквивалента.** В общем случае параметры эквивалента находятся в результате решения системы уравнений, которые составлены из основных и дополнительных условий эквивалентирования.

6. **Решение задачи с использованием эквивалента.** На этом этапе проверяется возможность многократного применения эквивалента. В ряде задач этот этап является завершающим.

7. **Перенос результатов, полученных с помощью эквивалента на оригинал.**

8. **Оценка эффективности эквивалентирования.** На восьмом этапе выполняется проверочный расчет. В теоретическом плане наиболее сложные первые два этапа.

Условия эквивалентирования - это равенства (или функциональные соотношения между параметрами состояния, записанные для оригинала и его эквивалента). Обычно условия эквивалентирования выбираются по тем существенным процессам и факторам, которыми характеризуется оригинал и которые необходимо сохранить в эквиваленте при решении конкретных задач. Все условия эквивалентирования подразделяются на исходные, основные и дополнительные. Исходные и основные условия могут отличаться по форме, но в отношении этих условий эквивалент должен быть точным заменителем оригинала. Число уравнений Y_0 по основным условиям эквивалентирования определяет минимально-возможное количество параметров эквивалентов.

$$Y_0 \leq P_{\Sigma}$$

Все остальные условия необходимые для однозначного перехода от оригинала к эквиваленту относят к дополнительным условиям (Y_d).

Число уравнений по дополнительным условиям:

$$Y_0 + Y_d = P_{\Sigma}$$

Из курса «Теоретические основы электротехники» известно, что состояние части электрической цепи не изменится, если в другой части цепи произвести эквивалентные преобразования, так чтобы токи и потенциалы на границе соединения частей остались без изменения.

Практический интерес представляет собой эквивалентные замены частей схем, при которых:

1. Замены справедливы для нескольких возможных режимов.
2. Выполняются условия энергетической эквивалентности исходной подсхемы и эквивалента.

Стремясь решить проблему эквивалентирования активных цепей переменного тока исследователи принимают внешне различные исходные условия эквивалентирования, но все эти условия объединяет закон сохранения энергии.

Для любой активной части цепи (в общем случае) можно записать уравнение баланса мощности:

$$\sum m_{\omega\omega} = \sum m_{\omega\omega h} + \sum m_{\bullet} \quad (3).$$

где $P_{\text{пот}}$ - суммарные потери мощности.

При замене исходной части сети ее эквивалентом должны выполняться следующие условия энергетического эквивалента:

$$\left(\sum P_{\text{вх}} \right)_{\text{исх}} = \left(\sum P_{\text{вх}} \right)_{\text{экв}}$$

$$\left(\sum P_{нагр}\right)_{исх} = \left(\sum P_{нагр}\right)_{эkv}$$

$$\left(\sum P_{вых}\right)_{исх} = \left(\sum P_{вых}\right)_{эkv}.$$

Выполнение условий для различных режимов цепи представляет собой математическое выражение принципа инвариантности мощности.

Из-за наличия зависимости при условиях, независимыми являются только второе условие. Это позволяет наметить следующие три возможных подхода к определению исходных условий эквивалентирования:

1. Инвариантность мощности на выходе, инвариантность потерь мощности.
2. Инвариантность мощности на входе и выходе.
3. Инвариантность мощности на входе и потерь мощности подсистемы.

В случае одного узла примыкания (К) в качестве исходных условий эквивалентирования примем:

Инвариантность комплексной мощности, поступающей в узел примыкания К от исходной подсистемы и эквивалента

$$S_{исх}(K) = S_{эkv}(K)$$

Инвариантность суммарной комплексной мощности источника для исходной подсистемы и эквивалента

$$(S_{ex})_{исх} = (S_{ex})_{эkv}$$

Независимость параметров эквивалентной подсистемы от режима не преобразованной части системы

$$U_k = var$$

Это значит, что эквивалент должен быть одним и тем же при любом напряжении узла примыкания.

Нагрузочные потери обратно пропорциональны квадрату рабочего напряжения. Условно-постоянные потери в эксплуатируемом оборудовании связаны с рабочим напряжением квадратичной зависимостью.

Потери на корону зависят от уровня рабочего напряжения в большей степени, чем нагрузочные потери: при повышении напряжения на 10 % номинального потери на корону увеличиваются в 1,857 раза, а нагрузочные потери уменьшаются в 1,21 раза.

Недоучет ЭЭ при тех же приборах учета будет возрастать из-за уменьшения нагрузки трансформаторов тока (с ростом уровня рабочего напряжения при передаче неизменной мощности ток будет уменьшаться).

В этих условиях возникает задача рационального уровня напряжения, соответствующего минимизации суммарных потерь активной мощности и ЭЭ в электрической сети.

Для уменьшения потерь мощности и ЭЭ в режиме наименьших нагрузок, когда условно-постоянные потери (на корону, холостого хода) оказываются соизмеримыми с нагрузочными потерями или превышают их, напряжение необходимо понижать до минимально возможного; в режиме наибольших нагрузок, когда преобладают нагрузочные потери, наоборот, следует повышать напряжение до наибольшего рабочего.

Поскольку потери на корону зависят от типа погоды, то для уменьшения потерь мощности и ЭЭ при хорошей погоде, когда нагрузочные потери существенно больше потерь на корону, напряжение необходимо увеличивать до наибольшего рабочего, при плохой погоде (влажность, изморозь), когда потери на корону больше нагрузочных, напряжение даже в режиме наибольших нагрузок нужно понижать до минимально возможного.

Необходимо учитывать, что снижение потребления в последние годы привело к тому, что сети сверхвысокого напряжения работают с большой недогрузкой. В связи с этим существенно повышается общий уровень напряжения в сети, что значительно усиливает коронирование проводов. В результате в режимах наименьших нагрузок потери на корону в линиях сверхвысокого напряжения могут намного превышать нагрузочные потери в проводах.

С ростом электропотребления увеличиваются не только нагрузочные потери ЭЭ, но и падение напряжения в элементах сети, что приводит к снижению его уровня в узлах сети. В результате увеличение электропотребления, сопровождающееся снижением уровня рабочего напряжения в узлах сети, будет приводить к росту нагрузочных потерь в абсолютных единицах в большей степени, чем квадратичная зависимость, и к уменьшению условно-постоянных потерь в абсолютных единицах.

Вопросы и задания

В сети, рассчитанной на практическом занятии 2, путем эквивалентирования, оставить только сеть 500 кВ и определить как и насколько изменятся потери активной мощности в линиях при увеличении уровня рабочего напряжения в центре питания на 10 % до эквивалентирования и после.

Вопросы к практическому занятию:

1. По каким параметрам выполняется эквивалентирование в ПК RastrWin?

Рекомендуемая литература

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 13

Влияние учета СХН на величину расчета потерь электроэнергии

Целью занятия является оценка влияния учета СХН при расчете нагрузочных потерь электроэнергии.

В результате практического занятия студенты должны оценить влияние задания СХН на величину потерь ЭЭ.

Актуальность практического занятия обусловлена влиянием учета СХН на величину расчета потерь электроэнергии.

Теоретическая часть

Зависимости, показывающие изменение активной и реактивной мощности

$$P = \varphi(f, U) \text{ и } Q = \psi(f, U)$$

от частоты f и подведенного напряжения U при медленных изменениях (менее 1%/сек) этих параметров, называют статическими характеристиками нагрузки (СХН). Последние наиболее полно учитывают действительные изменения электрических нагрузок от частоты и напряжения и в этом отношении являются наиболее точным способом представления электрических нагрузок в задачах расчета и анализа установившихся режимов электрических сетей и систем электроснабжения.

В общем случае пользуются так называемыми типовыми обобщенными СХН для характерного в отечественных электроэнергетических системах состава нагрузок (табл. 17).

Таблица 17 - Состав комбинированной (обобщенной) нагрузки

Примерный состав нагрузки, соответствующий типовым СХН	%
Асинхронные двигатели	50
Освещение и бытовые потребители	22
Электрические печи	11
Синхронные двигатели	9
Потери в сетях	8

Статические характеристики нагрузок можно выразить аналитически в виде полиномов n -й степени. Тогда, например, СХН по напряжению можно записать в виде

$$P(U) = P_{\text{ном}} \left[\alpha_0 + \alpha_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} + \alpha_2 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + \dots + \alpha_n \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^n \right]$$

$$Q(U) = Q_{\text{ном}} \left[\beta_0 + \beta_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} + \beta_2 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + \dots + \beta_n \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^n \right],$$

где $P_{ном}$, $Q_{ном}$ — активная и реактивная мощности нагрузки, соответствующие номинальному напряжению или данным контрольного замера, соответствующего номинальному режиму узла нагрузки; U — текущее значение напряжения; a , P — коэффициенты аппроксимирующих полиномов.

С достаточной для практических расчетов точностью СХН отражаются полиномами второй степени

$$P(U) \approx P_{ном} (\alpha_0 + \alpha_1 U_* + \alpha_2 U_*^2),$$

$$Q(U) \approx Q_{ном} (\beta_0 + \beta_1 U_* + \beta_2 U_*^2),$$

где $U_* = U/U_{ном}$ — текущее относительное значение напряжения.

Значения коэффициентов аппроксимирующих полиномов для типовых (обобщенных) СХН узлов ЭЭС приведены в табл. 18.

Таблица 18 - Коэффициенты статических характеристик нагрузок

Номер СХН	И, кВ	α_0	α_1	α_2	β_0	β_1	β_2
1	6—10	0,83	-0,30	0,47	4,9	-10,1	6,2
2	6—10	0,40	0,60	0	4,2	-9,5	5,3
3*	6—10	-0,20	1,2	0	3,6	-8,9	5,3
4	110—220	0,83	-0,30	0,47	3,7	-7,0	4,3

Примечание. СХН №2 для нагрузок, в составе которых имеются крупные промышленные потребители (30-80% от полной мощности); СХН №3 для сельскохозяйственных районов.

Вопросы и задания

Определить как и насколько изменятся потери активной мощности в линиях, рассчитанные в задании 13, при увеличении уровня рабочего напряжения в центре питания на 10 %.

Расчеты выполнить для 4 случаев.

- без учета потерь на корону и статических характеристик нагрузки по напряжению;
- без учета потерь на корону, но с учетом СХН;
- с учетом потерь на корону и без учета СХН;
- с учетом потерь на корону и СХН.

Вопросы к практическому занятию:

- Как СХН влияет на величину суммарных потерь ЭЭ?

Рекомендуемая литература

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 14

Повышение эффективности работы кольцевой сети напряжением 10 кВ

Целью занятия является получение навыков оптимизации режима работы кольцевой сети.

В результате практического занятия студенты должны находить точки оптимального разрыва кольцевой сети.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью повышения эффективности работы кольцевой сети напряжением 10 кВ

Теоретическая часть

Как правило, все замкнутые сети неоднородны из-за неодинаковости отношения реактивных сопротивлений к активным — $X(l/R_{\text{та}})$ на каждом участке сети. В неоднородных замкнутых сетях наблюдаются дополнительные потери мощности по сравнению с однородными замкнутыми сетями — сетями с отношением $X_i/R_i = \text{const}$ — за счет несовпадения естественных и экономических потоков мощностей в сети.

Естественное распределение мощностей в замкнутой сети определяется по известным законам электротехники для схемы замещения с полным сопротивлением ветвей $Z = R + jX$.

Минимум потерь активной мощности соответствует распределение мощностей пропорционально только активным, а не полным сопротивлениям элементов замкнутой сети.

В кабельных линиях 380 В и относительно небольших сечений 10 кВ реактивное сопротивление мало по сравнению с активным.

Если им пренебречь, то получим, что в замкнутых сетях, выполненных такими кабельными линиями, установится экономическое потокораспределение.

Наибольшая неоднородность наблюдается в замкнутых сетях разных номинальных напряжений, связанных между собой через обмотки трансформаторов (автотрансформаторов).

Чем больше неоднородность участков сети, тем выше дополнительные потери мощности.

Снижение неоднородности параметров сети (относится к техническим мероприятиям по снижению потерь) реализуется изменением сечений проводов или применением устройств продольной компенсации и возможно только в кольцевых сетях одного номинального напряжения.

Компенсация уравнивающих мощностей (токов) может быть выполнена либо размыканием контура протекания уравнивающих токов (организационное мероприятие по снижению потерь), либо созданием тока, компенсирующего уравнивающий ток, что соответствует регулированию потоков мощности в замкнутом контуре (техническое мероприятие по снижению потерь).

Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей — эффективное мероприятие, уменьшающее потери мощности и электроэнергии. Таким образом, особенность экономических режимов замкнутых электрических сетей связана с тем, что кроме внедрения общих для всех сетей мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии потери в неоднородных замкнутых сетях можно снизить за счет перераспределения потоков мощностей.

Один из способов снижения влияния неоднородности сводится к размыканию контура протекания уравнивающих токов. Размыкание контуров сети — наиболее распространенное организационное мероприятие по снижению потерь в распределительных сетях за счет снижения влияния неоднородности сети. Задача состоит в определении места размыкания сети, при котором потери активной мощности были бы минимальными. Перед решением данной задачи должен быть решен вопрос о допустимости размыкания сети с точки зрения надежности электроснабжения потребителей. Как правило, питающие сети работают в замкнутом режиме, и их размыкание недопустимо из-за существенного снижения надежности.

Рациональная точка размыкания сети — это точка потокораздела экономического, а не естественного распределения мощностей в замкнутой сети. Если точки потокораздела по реактивной и активной мощности не совпадают или между ними находятся промежуточные узлы, то расчеты проводятся для случаев размыкания сети в каждой из этих точек. Выбирается вариант, при котором потери мощности будут минимальны.

Может оказаться так, что в течение суток (недель, месяцев), т.е. для режимов наименьших и наибольших нагрузок, рациональные точки размыкания сети различны.

Размыкание сети осуществляют по следующим причинам.

1. При замкнутом режиме работы сети по сравнению с разомкнутым режимом увеличивается уровень токов короткого замыкания в сети, что приводит к ужесточению

требований к электрооборудованию по условию обеспечения его электродинамической и термической стойкости и, в конечном итоге, к его удорожанию.

2. При замкнутом режиме работы сети по сравнению с разомкнутым режимом короткое замыкание или повреждение на любом участке сети приведет к срабатыванию обоих выключателей на головных участках сети, в результате чего электроснабжение всех потребителей этой сети будет прекращено.

3. Если петлевая сеть опирается на шины разных источников питания, то при разных уровнях или фазах рабочего напряжения на шинах источников питания по сети в замкнутом режиме будут протекать уравнительные токи, что приведет к росту потерь мощности и электроэнергии. При относительно коротких линиях петлевой сети значение уравнительного тока достигает значений рабочих токов, а в некоторых случаях может в 2—3 раза их превышать, что приводит к недопустимой перегрузке линий сети.

Поэтому петлевые сети обязательно эксплуатируются в разомкнутом режиме, а вот выбор точки размыкания осуществляют по критерию минимизации потерь активной мощности и электроэнергии.

Для городских и сельских распределительных сетей необходимо периодически анализировать потоки мощности в кольцевых сетях, работающих в разомкнутом режиме (петлевых сетях), для выявления оптимальных точек размыкания сети.

В многократно замкнутых сетях определение рациональных мест размыкания сети представляет сложную задачу, для решения которой необходимо применять более сложные алгоритмы, например метод экономических ЭДС или метод ветвей и границ [33].

Кольцевую линию вначале условно «разрезают» по источнику и разворачивают, превращая кольцевую линию в линию с двухсторонним питанием. Далее определяют поток мощности на одном из головных участков (условно считая, что вся линия однородна), по формуле:

$$\underline{S}_{\text{гол}} = \frac{\sum (\underline{S}_i \cdot l_i)}{L_{\Sigma}},$$

где $\underline{S}_{\text{гол}} = P_{\text{гол}} + jQ_{\text{гол}}$ – поток мощности на головном участке; $\underline{S}_i = P_i + jQ_i$ – i -тая нагрузка; L_{Σ} – общая длина кольцевой линии; l_i – расстояние от места подключения i -той нагрузки до источника, противоположного рассматриваемому головному участку.

Определив поток мощности на головном участке, далее по первому закону Кирхгофа определяют потоки на остальных участках, двигаясь к противоположному источнику. Потерями также пренебрегают. В конце расчета рекомендуется сделать проверку. Для этого нужно по формуле (4.1) определить поток мощности на противоположном головном участке

и сравнить его с потоком мощности, полученным по первому закону Кирхгофа.

Если от кольцевой линии, где делается расчет потокораспределения, отходит радиальная или магистральная линия, то все нагрузки этой линии считаются находящимися в точке подключения линии.

Если кольцевая линия получает питание по радиальной, то «разрез» делают в точке подключения кольцевой линии к радиальной.

В случае сложно-замкнутой сети ее предварительно преобразуют в простую замкнутую сеть или проводят расчет потокораспределения методом узловых потенциалов, используя вычислительную технику.

Если в сеть входят источники ограниченной мощности, работающие в базовом режиме (например, местная ТЭЦ), то они при расчете потокораспределения учитываются, как отрицательные нагрузки.

Вопросы и задания

Схема воздушной кольцевой сети напряжением 10 кВ представлена на рисунке 9.

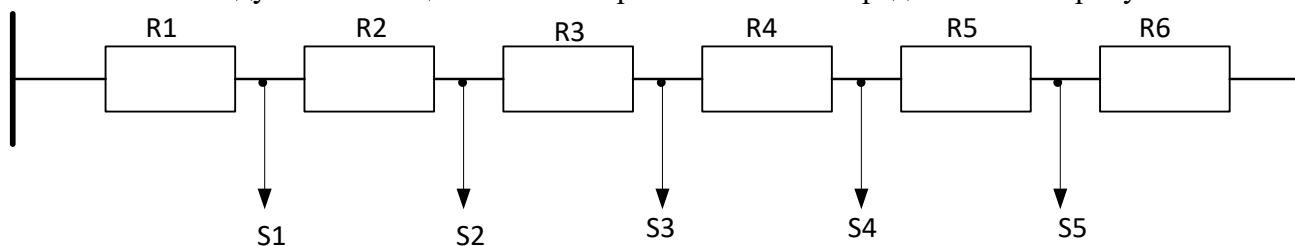


Рисунок9 – Схема кольцевой сети 10 кВ

Значения активных сопротивлений линий и мощностей нагрузки представлены в таблицах 18-19.

Таблица 18 – Сопротивления линий сети

$R_1, \text{ Ом}$	$R_2, \text{ Ом}$	$R_3, \text{ Ом}$	$R_4, \text{ Ом}$	$R_5, \text{ Ом}$	$R_6, \text{ Ом}$
$0,715 + \text{NB} \cdot 0,1$	$0,092 + \text{NB} \cdot 0,1$	$0,092 + \text{NB} \cdot 0,1$	$0,872 + \text{NB} \cdot 0,1$	$0,862 + \text{NB} \cdot 0,1$	$1 + \text{NB} \cdot 0,1$

Таблица 19 – Нагрузки в узлах сети

$S_1, \text{ MBA}$	$S_2, \text{ MBA}$	$S_3, \text{ MBA}$	$S_4, \text{ MBA}$	$S_5, \text{ MBA}$
$(0,12 + 0,05 \cdot \text{NB}) + 0,06j$	$(0,21 + 0,04 \cdot \text{NB}) + 0,1j$	$(0,09 + 0,02 \cdot \text{NB}) + 0,16j$	$(0,12 + 0,03 \cdot \text{NB}) + 0,06j$	$(0,12 + 0,03 \cdot \text{NB}) + 0,06j$

1. Найти рациональную точку размыкания воздушной кольцевой сети 10 кВ, соответствующую минимуму потерь активной мощности.

2. Рассчитать потери активной мощности в разомкнутой сети 10 кВ.

3. Дать рекомендации по снижению потерь активной мощности в сети.

Список литературы, рекомендуемый к использованию

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 15

Повышение эффективности работы трансформаторных подстанций

Целью занятия является получение навыков оптимизации режимов работы трансформаторных подстанций.

В результате практического занятия студенты должны освоить способы снижения потерь ЭЭ на трансформаторных подстанциях.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью повышения эффективности работы трансформаторных подстанций.

Теоретическая часть

Для определения оптимального режима работы трансформаторов на подстанциях рассчитаем режим работы сети с нагрузкой подстанций 60% от первоначальной.

Для этого используем расчет установившегося режима по программе RastrWin при снижении нагрузки в узлах на 40%.

Потери активной мощности при параллельной работе двух трансформаторов будут определяться как

$$\Delta P_{\text{тр}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} + \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}},$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ – потери активной мощности на холостой ход трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

S – нагрузка трансформатора, МВА;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

n – число параллельно работающих трансформаторов.

Критерием целесообразности отключения одного из силовых трансформаторов является [1]:

$$S_{\text{ц}} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta P_{\text{хх}}}{\Delta P_{\text{кз}}}}.$$

Отключение одного из n параллельно работающих трансформаторов целесообразно, когда происходящее при этом снижение потерь холостого хода оказывается большим, чем увеличение нагрузочных потерь/

Вопросы и задания

По данным задания 2 снизить нагрузки подстанций до 60 % первоначальной и определить оптимальные режимы работы трансформаторов по критерию минимума потерь активной мощности. Выполнить анализ полученных результатов.

Вопросы к практическому занятию:

1. Какими параметрами представлен трансформатор в расчетах электрических сетей?
2. От чего зависит активное сопротивление трансформатора
3. Чем вызвана активная проводимость трансформатора
4. Какие паспортные характеристики имеет трансформатор?
5. Что понимается под типовой мощностью трансформатора

Список литературы, рекомендуемый к использованию

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 16

Повышение эффективности работы сети напряжением 0,4 кВ за счет выравнивания загрузки фаз

Целью занятия является получение навыков снижения потерь ЭЭ за счет выравнивания нагрузок фаз.

В результате практического занятия студенты научиться рассчитывать снижение потерь ЭЭ от выравнивания нагрузок фаз.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью повышения эффективности работы сети напряжением 0,4 кВ за счет выравнивания загрузки фаз.

Теоретическая часть

К электрическим сетям напряжением 380 В подключается большое количество однофазных электроприемников, присоединяемых между одной из фаз и нулевым проводом. Однофазные электроприемники стараются максимально равномерно распределить между

фазами. Однако по разным причинам токи I_A , I_B , I_C в фазах А, В, С могут оказаться неодинаковыми.

При неравномерной нагрузке фаз линии потери мощности увеличиваются не только в самих фазных проводах, но и за счет протекания тока по нулевому проводу [35]:

Потери активной мощности в кабеле при симметричной нагрузке находятся по формуле:

$$\Delta P = I^2 \cdot R$$

Средний ток трех фаз, протекающий по каждой фазе при симметричной нагрузке:

$$I_{cp} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3},$$

где I_{cp} — средний ток трех фаз, протекающий по каждой из фаз при равномерной нагрузке:

Потери активной мощности для симметричной нагрузки:

$$\Delta P_C = 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R_\phi.$$

Квадрат коэффициента неравномерности загрузки фаз линий

$$N^2 = \frac{1}{3} \left[\left(\frac{I_A}{I_{cp}} \right)^2 + \left(\frac{I_B}{I_{cp}} \right)^2 + \left(\frac{I_C}{I_{cp}} \right)^2 \right].$$

Определить увеличение потери активной мощности за счет неравномерной загрузки фаз в четырехпроводной линии можно по выражению:

$$N^2 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_n}{R_\phi} \right) - 1,5 \frac{R_n}{R_\phi} =$$

Чем выше неравномерность нагрузки фаз, тем больше потери мощности. Увеличение потерь мощности за счет неравномерной нагрузки фаз в трехпроводной линии происходит в $\sqrt{2}$ раз, а в четырехпроводной линии может быть учтено выражением [34].

Одним из способов снижения потерь мощности в трехфазных четырехпроводных электрических сетях при несимметричной нагрузке фаз на этапе проектирования сети, как следует из выражения, является увеличение сечения нулевого провода (уменьшение его сопротивления) до сечения фазного провода, а в некоторых случаях — до удвоенного сечения фазного.

На этапе эксплуатации сети необходимо снижать степень неравномерности нагрузки фаз. При этом выделяют вероятностную несимметрию: с большей загрузкой то одной, то другой фазы и систематическую несимметрию: в течение длительного времени неодинаковы средние значения фазных токов. Вероятностная несимметрия может быть снижена лишь специальными симметрирующими устройствами, автоматически

перераспределяющими часть нагрузки с перегруженной фазы на недогруженную фазу. Систематическая несимметрия может быть снижена путем периодического (1—2 раза в год) перераспределения нагрузок между фазами [35].

Однако на практике добиться полной симметрии нагрузок фаз невозможно. Поэтому необходимо по возможности мощные однофазные электроприемники включать на линейное напряжение.

Вопросы и задания

По данным задания 5 определить снижение потерь ЭЭ при выравнивании нагрузок фаз.

Вопросы к практическому занятию:

1. Как определить средний ток в четырехпроводной линии?
2. Как рассчитать коэффициент несимметрии?
3. Как определить увеличение потери активной мощности за счет неравномерной загрузки фаз в четырехпроводной линии

Список литературы, рекомендуемый к использованию

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 17

Оценка экономической эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Целью занятия является получение навыков оценки экономической эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

В результате практического занятия студенты должны освоить способы оценки экономической эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью оценки экономической эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

Теоретическая часть

Оценка эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии, требующих дополнительных капиталовложений, должна выполняться в соответствии с “Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция)”,

утвержденными Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 г. № ВК 477 (далее Методическими рекомендациями).

В соответствии с п. 12.3 Методических рекомендаций “основным показателем, характеризующим абсолютную и сравнительную эффективность инвестиционных проектов (ИП), является значение ожидаемого чистого дисконтированного дохода (ЧДД)”.

При наличии нескольких альтернативных проектов наиболее эффективным из них, с точки зрения некоторого участника проекта, считается тот, который обеспечивает для этого участника максимальное значение ЧДД, и это значение - неотрицательное.

Показатель ЧДД используется в случаях, когда внедрение мероприятия осуществляется в течение нескольких лет с изменяющимися по годам инвестициями, эксплуатационными издержками и соответствующими налоговыми отчислениями.

ЧДД - это сумма всех дисконтируемых или ревальвируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, возникающих в результате реализации инвестиционного проекта.

Чистый поток платежей (чистый доход) в год t равен разности между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\Delta_t = \Pi_{\text{зе}} - I_t' - H_t - K_t + K_{\text{л}t}$$

где $\Pi_{\text{зе}}$ - эффект от снижения потерь в год от реализации части инвестиционного проекта;

I_t' - суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реновацию в год t

H_t - налог на прибыль, определяемый через установленный коэффициент налогооблагаемой прибыли в год;

K_t - объем инвестиций в год t

$K_{\text{л}t}$ - ликвидная стоимость объекта в год t .

Чистый дисконтированный доход - это сумма дисконтированных чистых потоков платежей за расчетный период T_p

$$\Delta_{\text{д}} = \sum_{t=0}^{T_p} \Delta_t (1+E)^{-t}$$

где E - норматив дисконтирования.

Положительное значение ЧДД указывает на то, что инвестор за счет эффекта снижения потерь в сетях:

- 1) вернет вложенный капитал;
- 2) получит проценты в размере ставки дисконтирования;
- 3) получит проценты на вложенный капитал выше, чем в банке.

При нулевом значении ЧДД инвестор вернет вложенный капитал с процентами, равными норме дисконта, т.е. ему равно выгодно вкладывать капитал в данный проект или в банк.

При отрицательном значении ЧДД инвестор вернет вложенный капитал (при положительном значении чистой прибыли), но с процентами, меньшими, чем он получил бы в банке.

Эффект от снижения потерь электроэнергии для расчета потока платежей вычисляется по формуле:

$$O_{pt} = (\Delta W_1 - \Delta W_2)_t C_{\Delta t}$$

где ΔW_1 , ΔW_2 - технические потери электроэнергии в электрической сети до и после реализации части инвестиционного проекта в год t ;

$C_{\Delta t}$ - стоимость потерь электроэнергии в год t , определяемая по тарифу на услуги по передаче электроэнергии по ЕНЭС.

Если затраты на внедрение МСП осуществляются в течение одного года, а эксплуатационные издержки относительно стабильны по годам расчетного периода, достаточно наглядным показателем сравнительной эффективности является срок окупаемости (срок возврата) затрат на внедрение мероприятия за счет получаемой при этом экономии электроэнергии.

При рассчитанном значении годового снижения потерь электроэнергии $\delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2$, кВтч, известной стоимости электроэнергии на момент приобретения оборудования - $C_{\Delta t}$, руб/кВт.ч и цене оборудования - K , руб, срок окупаемости затрат, лет, определяют по формуле:

$$T_{ок} = \frac{K + Z}{C\delta W - pK/100} = \frac{K + Z}{\Delta},$$

где Z - дополнительные затраты, связанные транспортировкой, установкой, монтажом оборудования и т.п.;

p - процент амортизационных отчислений ежегодных затрат на обслуживание и текущий ремонт оборудования.

В течение срока $T_{ок}$ затраты в оборудование будут скомпенсированы стоимостью сэкономленной энергии, а после него экономический эффект будет составлять ежегодно Δ , руб. Оценка приемлемости полученных показателей эффективности и целесообразности внедрения рассматриваемого МСП осуществляется лицом, принимающим решение о выделении средств на приобретение оборудования.

Из капиталоемких мероприятий по снижению потерь электроэнергии с единовременными инвестициями и постоянными эксплуатационными затратами по годам расчетного периода должны внедряться в первую очередь те, у которых меньше срок окупаемости.

Из практически беззатратных мероприятий должны внедряться в первую очередь те, у которых больше абсолютный эффект снижения технических потерь электроэнергии.

$$\delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2.$$

Имеется принципиальное отличие в эффективности снижения технических потерь электроэнергии в электрических сетях и эффективности снижения коммерческих потерь.

Эффект от снижения технических потерь электроэнергии выражается в прямой экономии электроэнергии энергосбережений на нагрев оборудования электрических сетей (на передачу по электрическим сетям) и в соответствующем снижении расхода топлива на станциях на эту экономию электроэнергии.

Эффект от снижения коммерческих потерь электроэнергии выражается в уточнении информации о хозяйственно-балансовых показателях ЭСО (о поступлении электроэнергии в сеть, выдаче ее из сети, полезном отпуске потребителям и фактических потерях электроэнергии). Технические потери электроэнергии при этом могут снизиться лишь косвенно за счет более точной информации о потоках электроэнергии по электрическим сетям и более точном выборе мероприятий по снижению потерь.

Эффект от снижения коммерческих потерь электроэнергии, не являясь по сути эффектом энергосбережения, в то же время позволяет ЭСО экономить финансовые ресурсы за счет уменьшения покупки на рынке сверхнормативных потерь электроэнергии.

Показателем экономической эффективности мероприятий, требующих капиталовложений, принято считать коэффициент

$$p = \frac{\Delta I}{K},$$

или обратную ему величину—срок окупаемости затрат

$$T_o = \frac{1}{p} = \frac{K}{\Delta I} = \frac{K}{\delta W_{3э} - (p_a + p_{o,p})K},$$

Экономия годовых эксплуатационных расходов ΔI , полученная за счет дополнительных капиталовложений K , вычисляется по формуле

$$\Delta I = \delta W_{3э} - (p_a + p_{o,p})K,$$

где K —капиталовложения на внедрение мероприятия; δW — годовое снижение потерь электроэнергии или эффект в натуральном исчислении от внедрения мероприятия; $3э$ — удельные затраты на потери электроэнергии; $p_a, p_{o,p}$ — нормы отчислений от капиталовложений на амортизацию, ремонт и обслуживание.

Эффект в натуральном исчислении в (3) определяется

$$\delta W = \delta W_I - \delta W_O,$$

где $\delta W_I, \delta W_O$ —потери электроэнергии в исходном режиме и после внедрения мероприятия соответственно.

Эффект в стоимостном выражении для мероприятия, требующего дополнительных капиталовложений, вычисляют как разность приведенных затрат до и после его внедрения:

$$\delta Z = Z_H - \delta Z_O,$$

Приведенные затраты в (5) рассчитывают по известному выражению:

$$Z = p_n \cdot K + \Delta W_{3_3} + (p_a + p_{o,p}) \cdot K,$$

где p_n - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, равный для энергетики 0,12, чему соответствует нормативный срок окупаемости 8,3 года.

Из формулы следует, что для мероприятий, не требующих дополнительных капиталовложений, эффект в стоимостном выражении определяется по формуле

$$\Delta Z = \delta W_{3_3},$$

Более того, для организационных беззатратных мероприятий этот эффект, так же как и эффект в натуральном выражении δW , можно одновременно считать и показателем эффективности, так как из-за отсутствия капиталовложений отсутствуют и соответствующие показатели типов (1) и (2).

Кроме общепринятого коэффициента эффективности капиталовложений p , определяемого по формуле (1), для оценки эффективности мероприятий по снижению потерь в сетях используют специальный показатель - коэффициент эффективности снижения потерь электроэнергии

$$p_{\Pi} = \delta W / K,$$

или обратную ему величину $1/p_n = K/\delta W$, где δW —снижение потерь электроэнергии за год от выполнения мероприятия.

По существу показатель p_{Π} аналогичен показателю общей экономической эффективности p . Преимущество p_{Π} в том, что он наглядно показывает, какое снижение потерь электроэнергии за год приходится на каждый рубль капиталовложений после выполнения мероприятий. Коэффициент же эффективности капиталовложений p имеет размерность 1/год.

Коэффициенты p_{Π} и p связаны между собой.

Если подставить (3) в (1), получим

$$p = \frac{\delta W_{3_3} - (p_a + p_{o,p})K}{K} = \frac{\delta W}{K} 3_3 - (p_a + p_{o,p})$$

Учитывая (8), получаем $p = p_{\Pi} 3_3 - (p_a + p_{o,p})$, откуда

$$p_{\Pi} = \frac{p + p_a + p_{o,p}}{3_3} \delta W / K,$$

Если в (9) вместо p подставить его нормативное значение, то получим выражение для нормативного значения $p_{n,n}$.

$$p_{n,n} = \frac{0,12 + p_a + p_{o,p}}{3_{\mathcal{E}}},$$

Из формул видно, что p и $p_{n,n}$ в значительной степени зависят от удельных затрат на потери электроэнергии.

Известно, что снижение потерь мощности и электроэнергии в сетях позволяет сэкономить топливо и затраты на установку дополнительной активной мощности на замыкающих электростанциях, а также средства на повышение пропускной способности сетей.

Эти три составляющих эффекта учитываются в замыкающих затратах на электроэнергию, представляющих собой сумму затрат на топливо, вычисляемых как произведение удельного расхода топлива на замыкающие затраты используемого топлива, затрат на сооружение и эксплуатацию замыкающих электростанций и затрат на распределение электроэнергии:

$$3_{\mathcal{E}} = \left[b \cdot 3_{\tau} + \frac{k_p (p_n \cdot K_{\mathcal{E}C}) + I'_{\mathcal{E}C}}{h_n} \right] \cdot k_{c,n} k_{\text{пот}} + \frac{p_n K_{\text{сет}} + I_{\text{сет}}}{h_n},$$

где b - удельный расход топлива, кг/(кВт-ч); 3_{τ} - замыкающие затраты на топливо на замыкающей электростанции, коп/кг; $k_p, k_{c,n}, k_{\text{пот}}$ - коэффициенты, учитывающие величину резерва мощности, собственные нужды станций и потери в рассматриваемых сетях; $K_{\mathcal{E}C}, I'_{\mathcal{E}C}$ - капиталовложения и постоянные издержки на 1 кВт установленной мощности на замыкающей электростанции, коп/кВт; $K_{\text{сет}}, I_{\text{сет}}$ - дополнительные удельные капиталовложения и ежегодные издержки на внутрисистемное распределение электроэнергии, коп/кВт; h_n - показатель режима работы потребителя, равный отношению числа часов использования максимума активной нагрузки потребителя $T_{\text{мах}}$ к коэффициенту участия этого максимума в максимуме системы $k_{\text{мах}}$. Формулу (11) можно привести к виду

$$3_{\mathcal{E}} = \frac{h_{\bar{\delta}}(h_n - h_{\text{нук}})3_{\bar{\delta}} + h_{\text{нук}}(h_{\bar{\delta}} - h_n)3_{\text{нук}}}{h_n(h_{\bar{\delta}} - h_{\text{нук}})}.$$

Из всех перечисленных выше показателей технико-экономической эффективности мероприятий наиболее объективными являются приведенные затраты, определяемые по формуле (6), и непосредственно связанный с ними срок окупаемости капитальных затрат на внедрение мероприятий.

Срок окупаемости (его нормативное значение) может служить условной границей для

разделения технических мероприятий на мероприятия по снижению потерь и мероприятия с сопутствующим снижением потерь. Кроме того, если сами мероприятия выбирались по минимуму приведенных затрат, то в условиях ограниченных капитальных вложений срок окупаемости может служить критерием очередности внедрения мероприятий. Мероприятия, имеющие меньший срок окупаемости, внедряются в первую очередь. И, наконец, срок окупаемости показывает, какие затраты необходимо вложить, чтобы получить 1 руб. экономии за счет снижения потерь в сетях. Такие данные необходимы для прогнозирования капиталовложений с целью получения заданного эффекта.

Технико-экономическая эффективность мероприятий по снижению потерь электроэнергии зависит не только от правильного определения затрат на потери, но и от капитальных вложений на внедрение этих мероприятий.

В расчетах капитальных вложений необходимо учитывать следующие особенности.

Капитальные вложения должны определяться по соответствующим прейскурантам, ценникам и сметным нормам или в случае их отсутствия по укрупненным удельным показателям стоимости элементов сети, приведенным в справочниках.

Капитальные вложения на внедрение мероприятий, связанных с капитальным строительством и монтажом нового оборудования, K_n должны включать все затраты производственного назначения, в том числе: стоимость основного и вспомогательного оборудования K_o , стоимость строительных и монтажных работ $K_{с.м}$, транспортные расходы $K_{тр}$ и прочие затраты $K_{пр}$:

$$K_n = K_o + K_{с.м} + K_{тр} + K_{пр}.$$

В общем случае капитальные вложения на реконструкцию электрических сетей или их элементов определяются по формуле:

$$K = K_n + K_{\partial} - K_{л}.$$

где K_n - капитальные вложения на строительство и монтаж нового оборудования; K_{∂} - стоимость демонтажа оборудования, которая может быть принята равной половине стоимости монтажа; $K_{л}$ - ликвидная стоимость демонтируемого оборудования, которое может быть использовано на других объектах.

Ликвидная стоимость оборудования определяется на основании специальных актов, учитывающих как физический так и моральный его износ. При отсутствии актов $K_{л}$ можно ориентировочно определить по формуле

$$K_{л} = K_0 \left(1 - \frac{P_p}{100} t \right),$$

где K_0 - первоначальная стоимость оборудования; t - годы эксплуатации оборудования до его демонтажа; p_p - норма отчислений на реновацию, %.

Из всех величин, входящих в формулы (2) и (6), наиболее труден расчет снижения потерь электроэнергии от внедрения мероприятий. Поэтому ниже более подробно излагаются методы расчета величины δW применительно к каждому мероприятию.

Вопросы и задания

По двухцепной линии 220 кВ, выполненной проводами марки АС 240/32, длиной $100+NB$ км передается наибольшая мощность, равная $(220+NB)+(j115+NB)$ МВ А, время наибольшей нагрузки составляет $4000+NB$ ч/год. Коэффициент дефляции принять равным 36,38 или выполнить расчеты в реальных ценах на текущий год.

Капиталовложения в БСК и замену проводов осуществляются в первый год. БСК устанавливаются одномоментно. Замена проводов производится в течение первой половины первого года, а эффект от замены сечений в первый год проявляется в половинном объеме, а начиная со второго года в полном объеме. Издержки на эксплуатацию линии при замене проводов не изменяются. изменение издержек на эксплуатацию БСК и тарифа на ЭЭ учесть по двум сценариям:

1. Издержки на эксплуатацию БСК в течение расчетного периода не изменяются;
2. Издержки на эксплуатацию БСК первые пять лет ежегодно увеличиваются на 7,7 %, стоимость ЭЭ – на 15 %; следующие 5 лет – соответственно на 4 и 7,5%, а последующие годы – соответственно на 2 и 3 %.

Определить эффективность установки 16 батарей статических конденсаторов (БСК) в сети 10 кВ мощностью 1,2 Мвар каждая и замены существующих проводов марки АС 240/32 на провода марки АС 400/51.

Определить эффективность замены существующих проводов марки АС 240/32 на провода марки АС 400/51.

Провести расчет сравнительной эффективности этих мероприятий.

Вопросы к практическому занятию:

1. Какие критерии можно использовать для оценки эффективности мероприятий по снижению потерь ЭЭ?
2. В каком случае в качестве критерия оценки эффективности мероприятий по снижению потерь ЭЭ можно использовать срок окупаемости?

Список литературы, рекомендуемый к использованию

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

Практическое занятие 18

Анализ результатов расчета потерь электроэнергии и разработка программы повышения эффективности работы электрической сети

Целью занятия является получение навыков анализа результатов расчета потерь электроэнергии и разработки программы повышения эффективности работы электрической сети.

В результате практического занятия студенты должны получить навыки анализа результатов расчета потерь электроэнергии и разработки программы повышения эффективности работы электрической сети.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью анализа результатов расчета потерь электроэнергии и разработка программы повышения эффективности работы электрической сети.

Теоретическая часть

Разработка и реализация программы мероприятий по снижению потерь электрической энергии выполняются в целях доведения фактических (отчетных) потерь электроэнергии до значения нормативных технологических потерь электроэнергии.

В соответствии с [1] планируемый эффект от снижения потерь электроэнергии от внедрения мероприятий является составной частью норматива потерь электроэнергии на регулируемый период.

Программы по снижению потерь электрической энергии в ЭСО должны разрабатываться на основании комплексного анализа структуры и динамики технических и коммерческих потерь электроэнергии, являющихся структурными составляющими фактических потерь.

Разработка программы снижения потерь электроэнергии должна выполняться по

результатам проведения аудита с привлечением внешних аудиторов или силами собственного персонала.

Процесс разработки программы по снижению потерь электрической энергии в ЭСО должен включать три этапа:

- а) диагностику и аудит, определение резервов снижения потерь;
- б) разработку и утверждение программы действий;
- в) практическую реализацию программы, анализ конечных результатов.

Резервы от снижения технических потерь электроэнергии определяются по результатам выявления “очагов” технических потерь.

Резервы от снижения коммерческих потерь электроэнергии определяются по результатам расчета балансов электроэнергии по электрической сети.

Разрабатываемая программа действий по снижению потерь электрической энергии должна быть среднесрочной с разбивкой по годам и содержать перечень мероприятий с оценкой их технико-экономической эффективности, а также сроки внедрения мероприятий. За выполнением каждого мероприятия закрепляется ответственный исполнитель.

Программа снижения потерь электроэнергии должна быть обеспечена финансовыми, материальными и людскими ресурсами для практической реализации разработанных мероприятий.

Контроль разработки и выполнения программы по снижению технических и коммерческих потерь электрической энергии внутри сетевой компании осуществляет представитель руководящего звена.

Разработка программы снижения потерь электроэнергии основана на результатах энергетического обследования ЭСО, проводимого с привлечением внешних специалистов или собственными силами персонала ЭСО.

В процессе аудита определяются резервы снижения потерь электроэнергии по результатам выполнения анализа:

- численных значений и динамики фактических потерь электроэнергии, структурных составляющих технических и коммерческих потерь;
- существующих систем расчетного и технического учета;
- режимов работы электрических сетей;
- технического состояния основного оборудования электрической сети;
- параметров качества электроэнергии;
- эффективности сбора информации о потреблении электроэнергии.

В соответствии с определенными резервами снижения потерь электроэнергии, структурой технических и коммерческих потерь электроэнергии разрабатывается перечень

мероприятий по их снижению.

Типовой перечень мероприятий представлен в [2] и состоит из трех групп:

- организационные мероприятия;
- технические мероприятия;
- мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии;

Мероприятия первой группы направлены в основном на снижение технических потерь электроэнергии, практически не требуют дополнительных капиталовложений и должны внедряться в условиях эксплуатации и оперативного управления электрических сетей в приоритетном порядке в зависимости от расчетного абсолютного эффекта снижения технических потерь электроэнергии от их внедрения.

Мероприятия второй группы направлены на снижение технических потерь электроэнергии, требующие, как правило, дополнительных капиталовложений на их внедрение, разрабатываемые в составе схем развития, проектов реконструкции или технического перевооружения электрических сетей.

Мероприятия второй группы должны внедряться в очередности, зависящей от расчетных значений чистого дисконтированного дохода (ЧДД) или с большими значениями ЧДД и сроков окупаемости затрат на их выполнение. Мероприятия с меньшими сроками окупаемости затрат внедряются в первую очередь.

Мероприятия третьей группы направлены на снижение коммерческих потерь электроэнергии. Внедрение этих мероприятий не оказывает прямого влияния на экономию электроэнергии (снижение технических потерь), но повышает точность информации о фактических потерях электроэнергии, о структуре баланса и перетоков электроэнергии по ступеням напряжения, о величине поступившей в сеть и отпущенной из сети электроэнергии. Практически все мероприятия этой группы требуют капиталовложений. И только незначительная часть мероприятий из этой группы носят организационный характер и не требуют затрат.

Очередность внедрения мероприятий, не требующих дополнительных затрат, определяется в зависимости от величины снижения потерь электроэнергии в результате их внедрения.

Очередность внедрения затратных мероприятий определяется по сроку их окупаемости.

В соответствии с разработанными мероприятиями, требующими затрат на их внедрение, определяется объем необходимого финансирования. В случае невозможности обеспечения всего запланированного перечня затратных мероприятий по снижению потерь их

перечень сокращается. При этом в отредактированном перечне мероприятий остаются первоочередные мероприятия с наибольшим эффектом от внедрения.

По результатам определения очередности внедрения мероприятий и объемов финансирования формируется программа снижения потерь электроэнергии с результирующим перечнем мероприятий (таблица 20), для каждого мероприятия в программе должно быть указано:

- срок внедрения;
- объемы мероприятий;
- ответственный исполнитель;
- затрата на внедрение;
- годовое снижение потерь электроэнергии по результатам внедрения.

Таблица 20 — Программа снижения потерь электроэнергии

№ п/п	Наименование мероприятий	Срок исполнения	Объёмы меро - приятий	Затраты, тыс. руб.	Годовое снижение потерь электро-энергии, тыс.кВт.ч.	Ответств енная служба	Фамилия И.О., должность исполнител я

Вопросы и задания

Разработать по результатам выполненных практических занятий программу снижения потерь электроэнергии.

Вопросы к практическому занятию:

1. С какой целью разрабатываются и реализуются программы мероприятий по снижению потерь электрической энергии?
2. Назовите основные этапы процесса разработки программы по снижению потерь электрической энергии в ЭСО.
3. Что должна включать в себя разрабатываемая программа действий по снижению потерь электрической энергии?
4. Чем определяется очередность внедрения мероприятий, не требующих дополнительных затрат?
5. Чем определяется очередность внедрения затратных мероприятий?
6. Анализ каких параметров необходимо выполнить для разработки программы снижения потерь электроэнергии?

7. Перечислите 6 групп мероприятий, входящих в программу снижения потерь электроэнергии.

8. В какие сроки представляется отчет об исполнении программ по снижению потерь?

9. Каков порядок согласования, утверждения и контроля программы по снижению потерь электрической энергии?

Список литературы, рекомендуемый к использованию

Более подробные сведения о методе оперативных расчетов можно получить в [1-3 основной и 1-3 дополнительной литературе].

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература:

1. Климова, Г. Н. Электроэнергетические системы и сети. Энергосбережение : учеб. пособие для прикладного бакалавриата / Г. Н. Климова ; Нац. исслед. ТПУ. - М. : Юрайт, 2017. - 179 с. - Гриф: Доп. УМО. - ISBN 978-5-534-00510-3
2. Митрофанов, С.В. Энергосбережение в энергетике / С.В. Митрофанов / О.И. Кильметьева : учебное пособие Электронный ресурс : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ ; Оренбург, 2015. - 127 с. - Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. - ISBN 978-5-7410-1371-7
3. Климова, Г. Н. Энергосбережение на промышленных предприятиях : Учебное пособие / Климова Г. Н. - Томск : Томский политехнический университет, 2014. - 180 с. - Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. - ISBN 978-5-4387-0380-8

Дополнительная литература:

1. Лыкин, А. В. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях : Учебное пособие / Лыкин А. В. - Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2013. - 115 с. - Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. - ISBN 978-5-7782-2202-1
2. Пилипенко, Н. В. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности инженерных систем и сетей Электронный ресурс : Учебное пособие / Н. В. Пилипенко, И. А. Сиваков. – Энергосбережение и повышение энергетической эффективности инженерных систем и сетей, 2025-10-01. – Санкт-Петербург : Университет ИТМО, 2013. – 273 с. – Книга находится в премиум-версии ЭБС IPR BOOKS. – ISBN 2227-8397
3. Стрельников, Н. А. Энергосбережение Электронный ресурс : Учебник / Н. А. Стрельников. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2014. – 174 с. – Книга находится в премиум-версии ЭБС IPR BOOKS. – ISBN 978-5-7782-2408-7

Таблица А.1 - Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВ· А	Пределы регулиру- вания	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$	$R_T,$ Ом	$X_T,$ Ом	$\Delta Q_x,$ квар
			ВН	НН							
ТМН- 2500/110	2,5	+ 10х1,5% - 8х1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН- 6300/110	6,3	+9х1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН- 10000/110	10	+9х1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН- 16000/110	16	+9х1,78%	115	6,6; 11; 34,5	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
1ТДН- 25000/110 (ТРДНФ- 25000/110)	25	+9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ- 25000/110	25	+9х1,78%	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	53,5	175
ТД-40000/110	40	+2х2,5 %	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	48,4	260
ТРДН- 40000/110	40	±9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

Расчетные данные ВЛ 35-150 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/сталь)	г ₀ , Ом/км При 20° С	150 кВ		110 кВ		35 кВ
		х ₀ , Ом/км	б ₀ 10 ⁻⁶ См/км	х ₀ , Ом/км	б ₀ 10 ⁻⁶ См/км	х ₀ , Ом/км
70/11	0,422	-	-	0,444	2,547	0,432
95/16	0,301	-	-	0,434	2,611	0,421
120/19	0,244	0,441	2,565	0,427	2,658	0,414
150/24	0,204	0,434	2,611	0,420	2,707	0,406
185/29	0,159	0,429	2,645	0,413	2,747	-
240/32	0,118	0,420	2,702	0,405	2,808	-

Примечания.

1. Зарядная мощность b_0 подсчитана для ВЛ 110-330 кВ по среднеэксплуатационному напряжению $1,05 U_{ном}$.

Приложение А

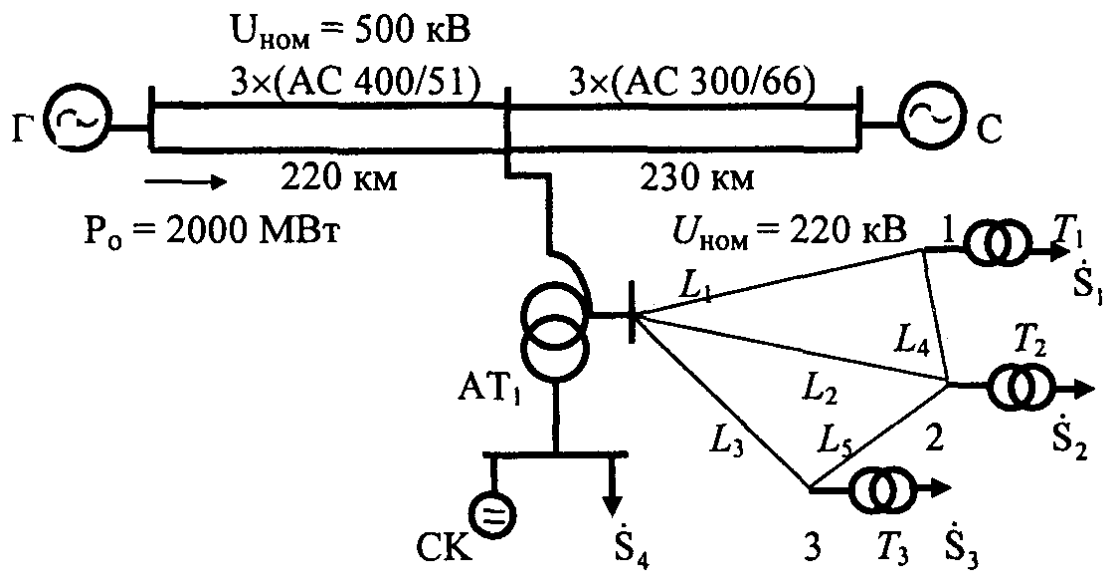
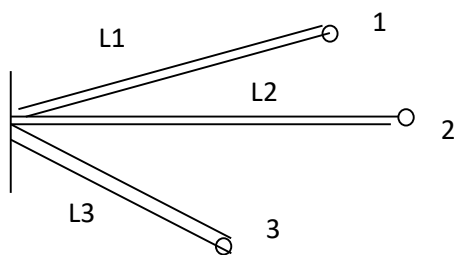
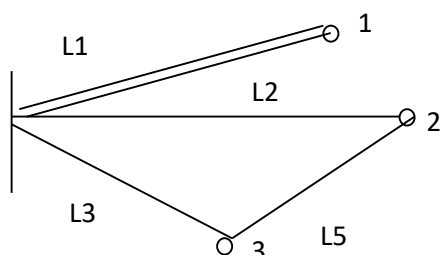


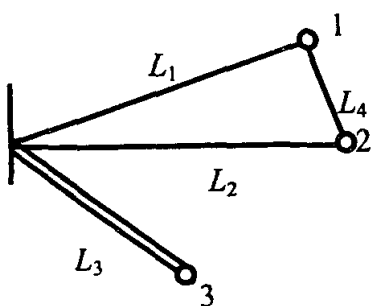
Рисунок А.1 – Схема электрической сети



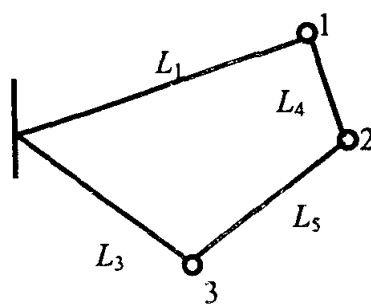
вариант 1



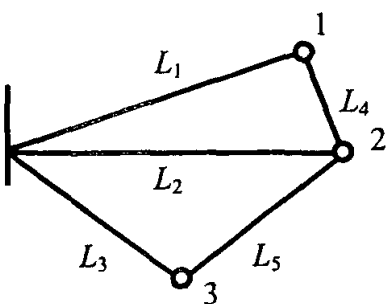
вариант 2



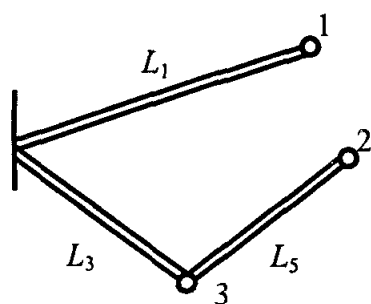
Вариант 3



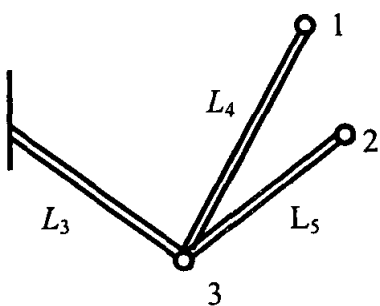
Вариант 4



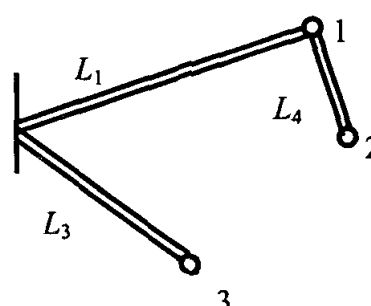
Вариант 5



Вариант 6



Вариант 7



Вариант 8

Рисунок А.2 – Варианты схем сети $U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$

Таблица А.1 – Исходные данные к вариантам схем сети $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

Буква варианта	$L_{1, \text{ км}}$	$F_{1, \text{ мм}^2}$	$L_{2, \text{ км}}$	$F_{2, \text{ мм}^2}$	$L_{3, \text{ км}}$	$F_{3, \text{ мм}^2}$	$L_{4, \text{ км}}$	$F_{4, \text{ мм}^2}$	$L_{5, \text{ км}}$	$F_{5, \text{ мм}^2}$	$S_{1, \text{ MBA}}$	$S_{2, \text{ MBA}}$	$S_{3, \text{ MBA}}$	$S_{4, \text{ MBA}}$
Вариант 1														
а	100	АС 400/51	80	АС 400/51	120	АС 300/39	–	–	–	–	230+j100	140+j70	150+j80	70+j40
б	110	АС 300/39	90	АС 300/39	120	АС 300/39	–	–	–	–	210+j60	125+j60	120+j70	60+j35
в	90	АС 300/39	100	АС 300/39	130	АС 300/39	–	–	–	–	230+j70	120+j70	130+j60	80+j40
г	100	АС 400/51	110	АС 300/39	100	АС 300/39	–	–	–	–	235+j110	120+j70	125+j70	75+j30
АТ ₁ – 2х(3хАОДЦТН–267000/500/220); Т ₁ – 2хАТДЦТН–200000/220/110; Т ₂ , Т ₃ – 2хТРДЦН–160000/220														
Вариант 2														
а	100	АС 400/51	210	АС 300/39	100	АС 500/64	–	–	180	АС 240/32	230+j100	110+j50	130+j50	90+j40
б	110	АС 300/39	180	АС 400/51	110	АС 500/64	–	–	200	АС 240/32	210+j79	100+j60	110+j50	90+j35
в	80	АС 400/51	200	АС 300/39	90	АС 500/64	–	–	190	АС 240/32	235+j95	90+j40	100+j50	70+j40
г	90	АС 300/39	190	АС 300/39	80	АС 500/64	–	–	210	АС 240/32	225+j85	85+j45	110+j60	80+j30
АТ ₁ – 2х(3хАОДЦТН–167000/500/220); Т ₁ – 2хАТДЦТН–200000/220/110; Т ₂ , Т ₃ – 2хТРДЦН–100000/220														
Вариант 3														
а	220	АС 300/39	100	АС 500/64	100	АС 400/51	180	АС 240/32	–	–	110+j50	130+j50	230+j100	70+j40
б	180	АС 400/51	110	АС 500/64	110	АС 300/39	200	АС 240/32	–	–	100+j60	100+j60	210+j79	80+j35
в	200	АС 300/39	90	АС 500/64	80	АС 400/51	190	АС 240/32	–	–	90+j40	90+j40	235+j95	85+j40
г	210	АС 300/39	80	АС 500/64	90	АС 300/39	200	АС 240/32	–	–	85+j45	85+j45	225+j85	90+j35
АТ ₁ – 2х(3хАОДЦТН–167000/500/220); Т ₁ , Т ₂ – 2хТРДЦН–100000/220; Т ₃ – 2хАТДЦТН–200000/220/110														

Продолжение таблицы А.1

Буква варианта	L ₁ , км	F ₁ , мм ²	L ₂ , км	F ₂ , мм ²	L ₃ , км	F ₃ , мм ²	L ₄ , км	F ₄ , мм ²	L ₅ , км	F ₅ , мм ²	S ₁ , MBA	S ₂ , MBA	S ₃ , MBA	S ₄ , MBA
Вариант 4														
а	200	АС 300/39	–	–	100	АС 500/64	100	АС 240/32	100	АС 240/32	50+j25	60+j30	90+j50	30+j15
б	190	АС 300/39	–	–	110	АС 500/64	110	АС 240/32	90	АС 240/32	60+j30	70+j35	90+j45	40+j20
в	190	АС 300/39	–	–	90	АС 500/64	90	АС 240/32	120	АС 240/32	70+j40	80+j45	80+j50	35+j20
г	210	АС 300/39	–	–	80	АС 500/64	80	АС 240/32	150	АС 240/32	65+j40	60+j35	100+j50	40+j25
АТ ₁ – 2х(3хАОДЦТН–167000/500/220); Т ₁ , Т ₂ – 2хТРДЦН–63000/220; Т ₃ – 2хТРДЦН–100000/220														
Вариант 5														
а	210	АС 240/32	150	АС 300/39	90	АС 500/64	100	АС 240/32	110	АС 240/32	80+j45	120+j70	110+j60	40+j25
б	90	АС 500/64	200	АС 300/39	210	АС 240/32	110	АС 240/32	100	АС 240/32	110+j60	100+j60	90+j35	45+j25
в	200	АС 300/39	180	АС 300/39	100	АС 400/51	90	АС 240/32	120	АС 240/32	85+j40	120+j65	100+j60	30+j20
г	190	АС 300/39	180	АС 300/39	130	АС 400/51	120	АС 240/32	90	АС 240/32	100+j60	95+j50	105+j50	40+j20
АТ ₁ – 2х(3хАОДЦТН–167000/500/220); Т ₁ , Т ₂ , Т ₃ – 2хТРДЦН–100000/220														
Вариант 6														
а	90	АС 300/39	–	–	70	АС 500/64	–	–	80	АС 300/39	230+j90	140+j70	150+j80	60+j30
б	110	АС 300/39	–	–	80	АС 400/51	–	–	90	АС 240/32	210+j90	125+j70	120+j70	50+j25
в	100	АС 300/39	–	–	90	АС 400/51	–	–	80	АС 240/32	220+j100	120+j70	130+j70	65+j35
г	100	АС 300/39	–	–	80	АС 400/51	–	–	100	АС 240/32	215+j105	120+j60	125+j60	55+j30
АТ ₁ – 2х(3хАОДЦТН–167000/500/220); Т ₁ – 2хАТДЦТН–200000/220/110; Т ₂ , Т ₃ – 2хТРДЦН–160000/220														

Продолжение таблицы А.1

Буква варианта	L ₁ , км	F ₁ , мм ²	L ₂ , км	F ₂ , мм ²	L ₃ , км	F ₃ , мм ²	L ₄ , км	F ₄ , мм ²	L ₅ , км	F ₅ , мм ²	S ₁ , MBA	S ₂ , MBA	S ₃ , MBA	S ₄ , MBA
Вариант 7														
а	100	АС 400/51	–	–	100	АС 240/32	–	–	190	АС 240/32	100+j50	90+j45	70+j40	50+j30
б	110	АС 400/51	–	–	120	АС 240/32	–	–	130	АС 240/32	90+j40	100+j50	80+j40	45+j30
в	90	АС 400/51	–	–	140	АС 240/32	–	–	120	АС 240/32	80+j45	105+j60	90+j45	60+j35
г	120	АС 400/51	–	–	200	АС 240/32	–	–	110	АС 240/32	70+j35	115+j55	85+j40	65+j30
АТ ₁ – 2х(3хАОДЦТН–167000/500/220); Т ₁ , Т ₂ , Т ₃ – 2хТРДЦН–100000/220														
Вариант 8														
а	70	АС 500/64	–	–	90	АС 300/39	–	–	80	АС 300/39	150+j80	140+j70	230+j70	65+j30
б	80	АС 400/51	–	–	110	АС 300/39	–	–	90	АС 240/32	120+j70	125+j70	210+j60	70+j35
в	100	АС 400/51	–	–	100	АС 300/39	–	–	80	АС 240/32	130+j70	120+j70	220+j110	50+j25
г	80	АС 400/51	–	–	100	АС 400/51	–	–	100	АС 240/32	125+j60	120+j60	235+j110	60+j35
АТ ₁ – 2х(3хАОДЦТН–167000/500/220); Т ₁ , Т ₂ – 2хТРДЦН–160000/220;Т ₃ -- 2хАТДЦТН–200000/220/110														

Формы представления показателей разработки и реализации программы снижения потерь
электрической энергии

Таблица Б.1 – Структура технологических потерь электроэнергии в электрических сетях РСК

Наименование структурных составляющих	Численные значения по ступеням напряжения														
	ВН			СН I			СН II			НН			Всего		
	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь
Отпуск электроэнергии в сеть															
Условно-постоянные потери электроэнергии															
Холостой ход трансформаторов															
Корона в ВЛ															
Потери от токов утечки															
Изоляция в КЛ															
ТТ															
ТН															
Счетчики															
Шунтирующие реакторы															
СППС															
Вентильные разрядники															
ОПН															
УПВЧ															
Синхронные компенсаторы															
Расход электроэнергии на собственные нужды ПС															

Продолжение таблицы Б.1

Наименование структурных составляющих	Численные значения по ступеням напряжения														
	ВН			СН I			СН II			НН			Всего		
	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь
Переменные потери электроэнергии															
Трансформаторы															
Линии															
Токоограничивающие реакторы															
Суммарные технические потери электроэнергии															
Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями ИК															
Суммарные потери электроэнергии															

Таблица Б.2 – Структура коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях РСК

№ п/п	Структурные составляющие коммерческих потерь электроэнергии	Единицы измерения	Значения
		млн. кВт ч % от отпуска в сеть % от отч. потерь	
	Коммерческие потери в том числе:		
1	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями ИК	млн. кВт ч	
		% от отпуска в сеть	
		% от отч. потерь	
		% от сверхнорм. потерь	
2	Потери электроэнергии из-за систематических погрешностей, обусловленных сверхнормативными сроками службы ИК	млн. кВт ч	
		% от отпуска в сеть	
		% от отч. потерь	
		% от сверхнорм. потерь	
3	Потери электроэнергии, обусловленные дополнительными погрешностями измерений электроэнергии в реальных ненормированных условиях эксплуатации ИК	млн. кВт ч	
		% от отпуска в сеть	
		% от отч. потерь	
		% от сверхнорм. потерь	
4	Потери от хищений электроэнергии в связи незаконным подключением потребителей и мошенничеством с приборами учета	млн. кВт ч	
		% от отпуска в сеть	
		% от отч. потерь	
		% от сверхнорм. потерь	
5	Потери электроэнергии из-за расчетов потребленной электроэнергии абонентом на основе договоров безучетного электропотребления	млн. кВт ч	
		% от отпуска в сеть	
		% от отч. потерь	
		% от сверхнорм. потерь	
6	Потери электроэнергии из-за наличия бесхозных потребителей	млн. кВт ч	
		% от отпуска в сеть	
		% от отч. потерь	
		% от сверхнорм. потерь	
7	Потери электроэнергии, обусловленные несоответствием дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом	млн. кВт ч	
		% от отпуска в сеть	
		% от отч. потерь	
		% от сверхнорм. потерь	
8	Потери, обусловленные задолженностью при востребовании оплаты за электроэнергию - неодновременность оплаты электроэнергии населением	млн. кВт ч	
		% от отпуска в сеть	
		% от отч. потерь	
		% от сверхнорм. потерь	
...	...	млн. кВт ч	
		% от отпуска в сеть	
		% от отч. потерь	
		% от сверхнорм. потерь	

Таблица Б.3 – Форма контрольных показателей разработки и реализации программы снижения потерь электрической энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерений	Численное значение показателя
1	Нормативные значения потерь электрической энергии, в том числе:	млн. кВт.ч.	
		% от отпуска в сеть	
1.1	Технологические потери электроэнергии, в том числе	млн. кВт.ч.	
		% от отпуска в сеть	
	Технические потери электроэнергии (условно-постоянные и переменные потери)	млн. кВт.ч.	
		% от отпуска в сеть	
	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями ИК	млн. кВт.ч.	
		% от отпуска в сеть	
1.2	Норматив снижения потерь на регулируемый период	млн. кВт.ч.	
		% от отпуска в сеть	
2	Фактические потери электрической энергии	млн. кВт.ч.	
		% от отпуска в сеть	
3	Сверхнормативные потери электроэнергии	млн. кВт.ч.	
		% от отпуска в сеть	
4	Коммерческие потери электроэнергии	млн. кВт.ч.	
		% от отпуска в сеть	
5	Задание по сокращению величины потерь электрической энергии	млн. кВт.ч.	
		% от отпуска в сеть	
6	Экономический эффект от реализации программы по снижению потерь электрической энергии	тыс.руб.	
7	Единовременные затраты на реализацию программы по снижению потерь электрической энергии	тыс.руб.	
8	Средний срок окупаемости единовременных затрат на реализацию программы по снижению потерь электрической энергии	лет	

Таблица Б.4 – Программа снижения потерь

электроэнергии

№ п/п	Наименование мероприятий	Срок исполнения	Затраты, тыс. руб.	Годовое снижение потерь электро- энергии , тыс. кВт.ч.	Ответст- венная служба	Фамилия И.О., должность исполнителя
I	Мероприятия по оптимизации режимов электрических сетей и совершенствованию их эксплуатации					
1.1						
...						
II	Мероприятия по строительству, реконструкции и развитию электрических сетей, вводу в работу энергосберегающего оборудования					
2.1						
...						
III	Мероприятия по совершенствованию метрологического обеспечения измерений для расчетного и технического учета электроэнергии					
3.1						
...						
IV	Мероприятия по уточнению расчетов нормативов потерь					
4.1						
...						
V	Мероприятия по совершенствованию организации работ, контроля за выполнением нормативов потерь, стимулирования их снижения					
5.1						
...						
VI	Мероприятия по совершенствованию организации работ по повышению достоверности величины потребленной электроэнергии					
6.1						
...						
ВСЕГО						

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по выполнению ПК
по дисциплине

«ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ»

Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Магистерская программа: «Интеллектуальные системы электроснабжения»
Квалификация выпускника магистр

Ставрополь, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	
1 Цель, задачи и реализуемые компетенции	
2 Формулировка задания	
3 Структуры работы	
4 Общие требования к написанию и оформлению работы	
5 Последовательность выполнения задания	
6 Критерии оценивания работы	
7 Порядок защиты работы	
Список рекомендуемой литературы.....	
Приложение А	

Введение

В нашей стране к настоящему времени, несмотря на наличие методических инструктивных материалов [1-3] регламентирующих работы по повышению эффективности работы электрических сетей не обеспечивается необходимая экономическая эффективность. Поэтому представляется важным не только реализация конкретной технической политики и технических мероприятий, но и выпуск специалистов которые будут проводить в жизнь новые идеи по экономии электроэнергии и материальных ресурсов.

Как показывает отечественный и зарубежный опыт, кризисные явления в стране в целом и в энергетике в частности также отрицательным образом влияют на такой важный показатель энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии, как технологический расход электроэнергии на ее транспорт или потери в электрических сетях.

Потери электроэнергии являются важнейшим показателем рентабельности работы электрических сетей, наглядным индикатором состояния системы учета электроэнергии, эффективности деятельности сетевой организации. Этот индикатор свидетельствует о накапливающихся проблемах, кризисных явлениях, которые требуют безотлагательных решений в развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, совершенствования методов и средств их и управления, в повышении точности учета электроэнергии.

В рыночных условиях проблема снижения коммерческих потерь в энергосистеме выдвигается в одну из главных задач обеспечения финансовой стабильности и экономической устойчивости сетевой организации. Проблема организации работы по сокращению потерь является актуальной для всех регионов страны.

Работа над курсовым проектом дает возможность обобщить и расширить знания, полученных при изучении различных специальных и общетехнических дисциплин.

Наряду с задачами синтеза решаются задачи анализа, так как невозможно принять решение без детального анализа отдельных вопросов. Поэтому

задачами проекта является также научить студента критически мыслить и подходить к решению задач осознанно, на основе детального анализа. Кроме того, задачами курсового проектирования являются: научить студентов пользоваться справочной литературой, ПУЭ, нормами, каталогами, типовыми проектами.

Основной литературой для выполнения КП являются [1-7].

1 Цель, задачи и реализуемые компетенции

Цель выполнения проекта состоит в формировании компетенций магистра по направлению подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» и получение теоретических и практических навыков, необходимых для определения эффективных технологических режимов, нормирования и снижения технологических и сверхнормативных потерь электроэнергии.

Для достижения поставленных целей решаются следующие задачи:

- изучение передового опыта в области повышения эффективности работы электрических сетей;
- освоение методов расчета и нормирования потерь ЭЭ;
- освоение методов снижения потерь ЭЭ и повышения эффективности работы электрических сетей;
- технико-экономическое обоснование принимаемых решений по повышению экономичности работы электрических сетей;
- применение средств автоматизации для повышения экономичности работы электрических сетей;
- использование математических моделей для прогноза потерь электроэнергии на различных временных интервалах времени;
- исследование зависимости потерь ЭЭ от отпусков ЭЭ в сеть и уровней рабочего напряжения;
- исследование режимов работы распределительных электрических сетей высокого и низкого напряжений;

- исследование влияния погрешностей систем учета ЭЭ на режимы работы сети и нормативные потери ЭЭ;
- повышение эффективности работы замкнутых сетей напряжением 6-10 кВ;
- повышение эффективности работы трансформаторных подстанций;
- повышение эффективности работы сети 0,38 кВ за счет выравнивания нагрузок фаз;
- освоения методик оценки эффективности технических мероприятий;

Для достижения поставленных целей при изучении дисциплины, в качестве методических средств выполняется ПК:

Проверка приобретенных знаний, навыков и умений осуществляется посредством защиты ПК.

Дисциплина входит в состав магистерской программы «Интеллектуальные системы электроснабжения» (вариативная часть – Б1.В.ОД2). Ее освоение происходит в 1 семестре.

2 Формулировка задания

Номер варианта каждого студента соответствует его номеру в списке группы.

ПК включает в себя решение 8 заданий.

Задание 1. Рассчитать нормативные потери электроэнергии и исследовать зависимость потерь электроэнергии от отпусков электроэнергии в сеть и уровня рабочего напряжения на шинах источника питания в сети, представленной на рисунке 1.1.

Исходные данные на первый раздел ПК.

Принципиальная схема сети – представлена на рисунке 1.1.

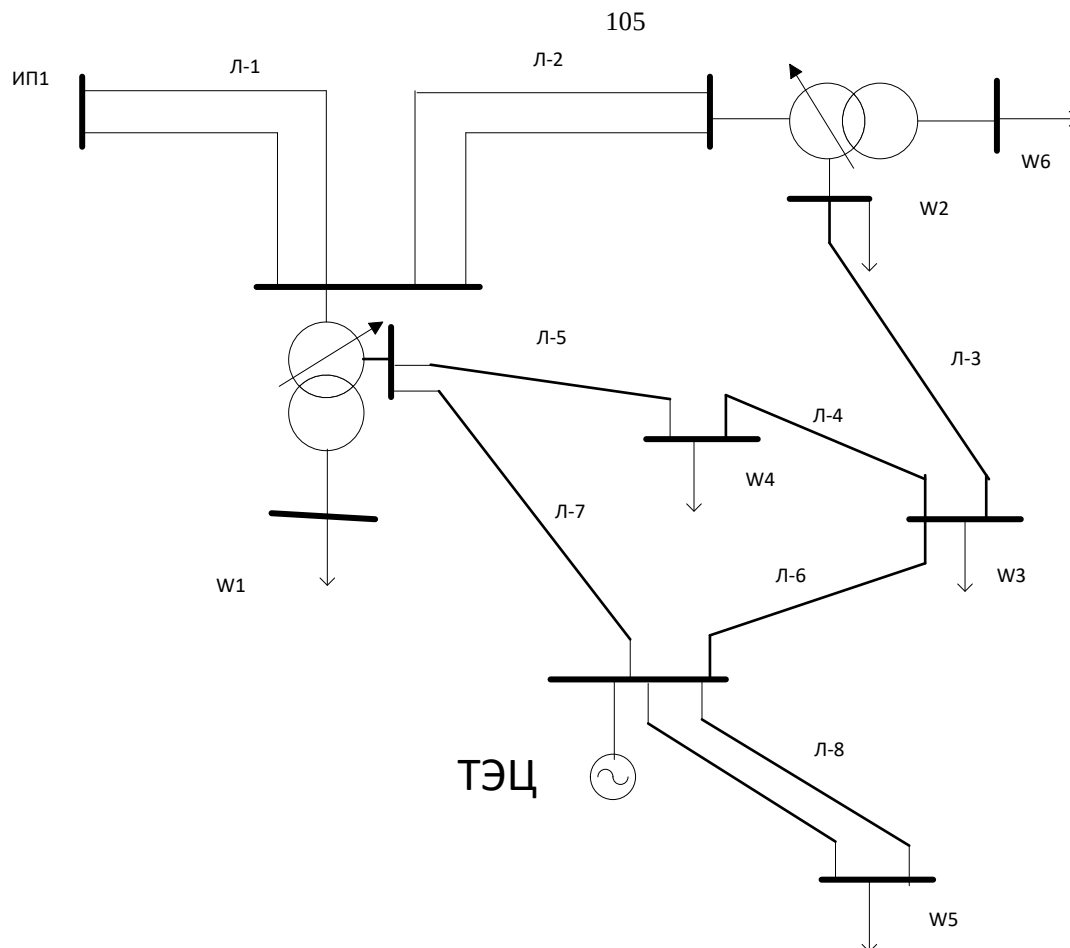


Рисунок 1.1 – Схема исследуемой сети

Параметры линий приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Параметры линий

Линия	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	Л-5	Л-6	Л-7	Л-8
Длина, км	40+NB	100+NB	40+NB	20+NB	25+NB	30+NB	30+NB	20+NB
Марка провода	АС400/52	АС300/39	АС120/19	АС150/24	АС240/32	АС120/19	АС95/16	АС70/11

В качестве источника питания рассматриваются шины 220 кВ мощной ПС ЭЭС, на которых поддерживается напряжение, представленное в таблице 1.3 и ТЭЦ в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Данные по узлам сети

Параметр	1	2	3	4	5	6	ТЭЦ
W, тыс МВт ч	$(40+NB)*1000$	$(30+NB)*1000$	$(5+NB)*100$ 0	$(10+NB)*$ 1000	$(10+NB)*$ 1000	$(60+NB)*$ 1000	$(30+NB)$ *1000
Тип трансформ атора	2*АТДЦТН 200000/220/110	2*АТДЦТН 125000/220/110	2*ТРДЦН 63000/110	2*ТРДЦН 63000/110	2*ТРДН 40000/110	-	-

Рабочее напряжение на шинах ТЭЦ, коэффициент коррекции генерации ТЭЦ представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Рабочее напряжение на шинах ТЭЦ, коэффициент коррекции генерации ТЭЦ и напряжение на шинах ПС

Отпуск ЭЭ, отн ед. от исходной величины	0,5-0,8	0,9-1,2	1,3-1,4
Коэффициент коррекции генерации ТЭЦ	0,8	1,0	1,2
Рабочее напряжение на шинах ТЭЦ, кВ	117	120	122

Напряжение на шинах источника питания равно $225+NB$, кВ. Расчетный месяц - декабрь прошлого года. Коэффициент реактивной мощности (tg) равен 0,4. Относительное потребление выходного дня - 0,8. Среднемесячная температура – 20 градусов. Точное значение коэффициента формы суточного графика 1,08. Регион №5. Все опоры ЛЭП железобетонные.

Задание на первый раздел ПК.

3. Изучить теоретический материал по расчету и нормированию технологических потерь [1,3];

4. Нарисуйте схему замещения сети и пронумеруйте все узлы схемы;

5. Сформируйте значения отпусков ЭЭ в узлах сети, если оно будет составлять 50, 60, 70, 90, 120 и 140%.

6. Подготовьте информацию по узлам сети;

7. Подготовьте информацию по ветвям сети;

8. Выполните серию расчетов УР по программе RASTRWIN или RERSZ;

9. Рассчитайте условно-постоянные потери;

10. Рассчитайте нагрузочные потери ЭЭ методом средних нагрузок;

11. Повторить расчеты для других значений мощностей 50, 60, 70, 90, 120, 140 первоначальных значений

12. Заполните таблицу 1.4.

Таблица 1.4 – Результаты расчета потерь электроэнергии

Отпуск в %	W, МВт·ч	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч						Суммарны е потери электроэне ргии, отн. ед.
		Нагрузочные			Холостого хода	На корону	Суммарн ые	
		В линиях	В трансфо рма- торах	Суммар ные				
50								
60								
70								
90								
120								
140								

13. Построить график зависимости суммарных потерь ЭЭ в абсолютных и относительных единицах от отпуска ЭЭ в сеть.

14. Построить график суммарных технологических потерь ЭЭ в абсолютных единицах от уровня рабочего напряжения на источнике питания.

15. Построить математическую модель для прогноза технических потерь ЭЭ

16. Выполните анализ полученных результатов.

17. Рассчитайте значение нормативных потерь электроэнергии при среднегодовом росте электроэнергии, отпущенной в сеть на 4 %.

18. Построить математическую модель для прогноза технических потерь ЭЭ

Задание 2. Исследование величины технических потерь электроэнергии в разомкнутой электрической сети 6-10 кВ

Исходные данные на второй раздел ПК.

Принципиальная схема распределительной сети состоящей из пяти кабельных линий и пяти двухтрансформаторных подстанций представлена на рисунке 2.1.

Источником питания рассматриваемого фидера являются шины 10 кВ центра питания напряжением 110/10 кВ, на которых во всех режимах нагрузок поддерживается напряжение 10,4 кВ.

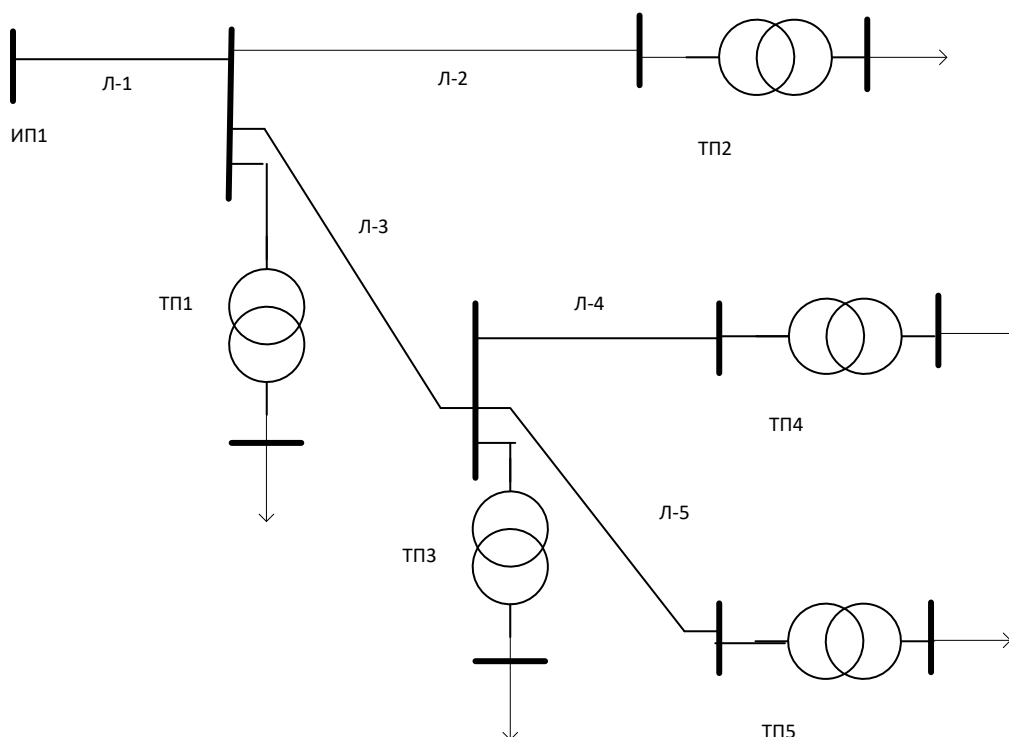


Рисунок 2.1 – Схема исследуемой сети

Параметры элементов фидера представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Параметры фидеров

	Линия 1	Линия 2	Линия 3	Линия 4	Линия 5
Длина, км	0,5+NB	0,4 +NB	0,5 +NB	0,4 +NB	0,6 +NB
Сечение, мм ²	120	70	95	70	95

Номинальные мощности трансформаторов ТП1, ТП2 равны 400 кВА. Номинальные мощности трансформаторов ТП3, ТП4, ТП5 равна 630 кВА. Отпуск ЭЭ в сеть каждой трансформаторной подстанции ($W_{ос}$, тыс. кВтч) составляет $200+NB$ тыс. кВт ч. Конфигурации суточных графиков нагрузки на шинах 0,4 кВ трансформаторов за декабрь предыдущего года представлены в таблице 2.2. Расчетным месяцем является декабрь прошлого года. Коэффициент реактивной мощности равен 0,4. Относительное потребление электроэнергии в выходной день равно 0,7. Среднемесячная температура – 20 градусов.

Таблица 2.2 - Суточные графики нагрузки, %

Час	Подстанции				
	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5
1	30	32	20	40	10
2	31	32	20	40	10
3	32	32	20	40	10
4	33	32	20	40	10
5	34	32	20	40	10
6	35	32	20	40	10
7	40	40	70	45	35
8	40	40	70	35	45
9	50	54	100	60	70
10	50	80	54	70	60
11	60	66	82	60	80
12	60	66	82	60	80
13	50	54	85	50	70
14	50	64	95	60	50
15	50	30	50	70	85
16	80	83	50	80	70
17	100	91	90	95	100
18	100	100	50	90	95
19	100	30	100	60	40
20	100	60	40	50	20
21	100	20	87	10	30
22	70	80	20	70	90
23	50	20	40	50	60
24	50	40	50	60	30

Задание на второй раздел ПК.

1. Изучить теоретический материал по расчету и нормированию технологических потерь в распределительных сетях [3-4];
2. Нарисуйте схему замещения сети и пронумеруйте все узлы схемы;
3. Рассчитайте потери ЭЭ методом средних нагрузок и запишите результаты в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчета потерь ЭЭ

Отпуск электроэнергии в фидер, тыс. кВт·ч	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч				
	Нагрузочные			Холостого хода	Суммарные
	В линиях	В трансформаторах	суммарные		

4. Пренебрегая потерями мощности в линиях и трансформаторах, определите конфигурацию суточного графика нагрузки головного участка фидера и его коэффициент формы и коэффициент минимальной нагрузки (неравномерности графика нагрузки).

Задание 3. Исследование потерь электроэнергии, обусловленных погрешностью системы учета, и небалансов электроэнергии для участка сети. Анализ влияния параметров системы учета электроэнергии на составляющие потерь электроэнергии.

Исходные данные на третий раздел ПК.

Вариант схемы участка сети представлен на рисунке 3.1. Схема сети показана упрощено, без схем распределительных устройств и измерительных трансформаторов.

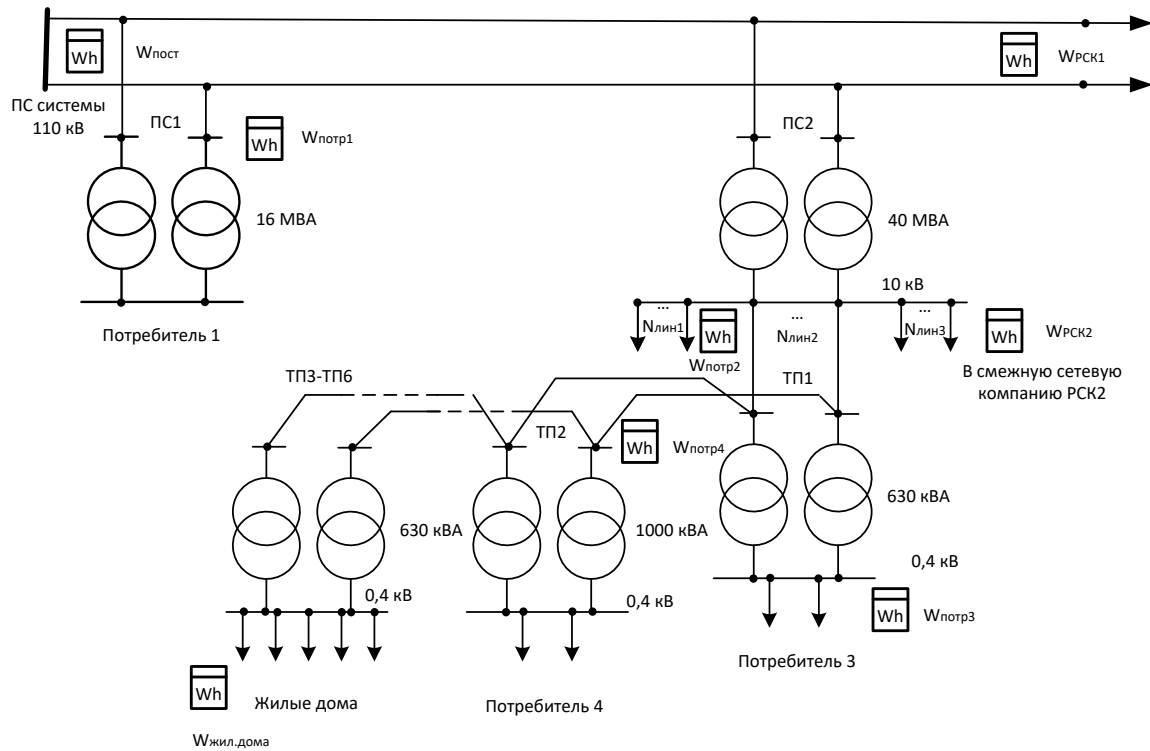


Рисунок 3.1 – Схема участка распределительной сети

Счетчики установлены на границе балансовой принадлежности. Источником питания являются шины узловой подстанции энергосистемы, сумма показаний счетчиков на поступлении электроэнергии в сеть по двум линиям – $W_{\text{пост}}$.

Рассматриваемый участок сети состоит из двух подстанций высокого напряжения – ПС1 и ПС2. По сети высокого напряжения есть граница со смежной сетевой компанией РСК1, показания счетчиков переданной ей электроэнергии за месяц – $W_{\text{РСК1}}$. От ПС1 питается крупный промышленный потребитель 1, показания счетчика за месяц – $W_{\text{потр1}}$.

От шин низшего напряжения ПС2 питается крупный потребитель 2, селитебная территория и смежная сетевая компания РСК2. Показания счетчиков для потребителя и сетевой компании РСК2 – соответственно $W_{\text{потр2}}$ и $W_{\text{РСК2}}$. Электрическая сеть селитебной территории состоит из нескольких одинаковых фидеров. Каждый фидер питает шесть трансформаторных подстанций ТП1-ТП6. От шин низшего напряжения ТП1 получает питание потребитель 3, показания его

счетчиков – $W_{\text{потр}3}$; ТП2 принадлежит потребителю 4, показания счетчиков – $W_{\text{потр}4}$. От ТП3 до ТП6 питаются жилые дома и общественные здания.

Схема сети ТП3–ТП6 и структура потребителей одинаковые: один крупный потребитель (административное здание, магазин, офисный центр, ТСЖ) и жилые дома. Показания счетчиков за месяц для крупного потребителя – $W_{\text{общ}}$, суммарные показания счетчиков жилых домов – $W_{\text{жил}}$. Параметры системы учета и показания счетчиков представлены в таблицах 3.1-3.1-0. Фидер 2 выполнен аналогично фидеру 1.

Таблица 3.1 – Исходные данные для схемы

Точки учета	W, МВт*ч	Кол-во счетчиков	Тип счетчик ов	K _{зап}	tgf	Класс точности		
						Счетчика	ТТ	ТН
ПС системы	25000+NB	2	Э	0,65	0,5	0,5	0,5	0,5
РСК1	5200+NB	2	Э	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
ПС1, потребитель 1	5600+NB	2	Э	0,54	0,45	0,5	0,5	0,5
ПС2, потребитель 1	9560+NB	4	Э	0,48	0,4	0,5	0,5	0,5
ПС2, РСК2	850+NB	4	Э	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
ТП1, потребитель 3	160+NB	2	И	0,4	0,34	1	0,5	
ТП2, потребитель 4	400+NB	2	Э	0,4	0,4	1	0,5	0,5
ТП3, административное здание	90+NB	2	И	0,35	0,35	1	0,5	
ТП2, магазин	140+NB	2	И	0,36	0,35	1	0,5	
ТП5, ТСЖ	270+NB	4	И	0,4	0,35	1	0,5	
ТП6, ТСЖ	230+NB	4	И	0,4	0,35	1	0,5	
ТП3-ТП6, жилые дома	500+NB	1600	И		0,35	2		

Задание на третий раздел ПК.

1. Определить погрешности измерительного комплекса для каждой точки учета электроэнергии, определить потребителя с наибольшим вкладом в суммарную погрешность системы учета.

2. Проанализировать влияние параметров системы учета на потери электроэнергии, соответствующие фактическим параметрам системы учета и суммарный небаланс при изменении класса точности счетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения.

Задание 4. Исследование величины технических потерь ЭЭ в зависимости от уровня рабочего напряжения.

В сети, представленной на рисунке 1.1, по данным задания 1, путем эквивалентирования, оставить только линии L_1 и L_2 . Эквивалентирование выполнить с помощью программного комплекса RastrWin3.

Задание на четвертый раздел ПК

1. Определить как и насколько изменятся потери активной мощности в линиях при увеличении уровня рабочего напряжения в центре питания на 10 %.

Расчеты выполнить для 4 случаев.

а) без учета потерь на корону и статических характеристик нагрузки по напряжению;

б) без учета потерь на корону, но с учетом СХН;

в) с учетом потерь на корону и без учета СХН;

г) с учетом потерь на корону и СХН.

Задание 5. Повышение эффективности работы кольцевой сети напряжением 10 кВ

Исходные данные на пятый раздел ПК.

Схема воздушной кольцевой сети напряжением 10 кВ представлена на рисунке 5.1.

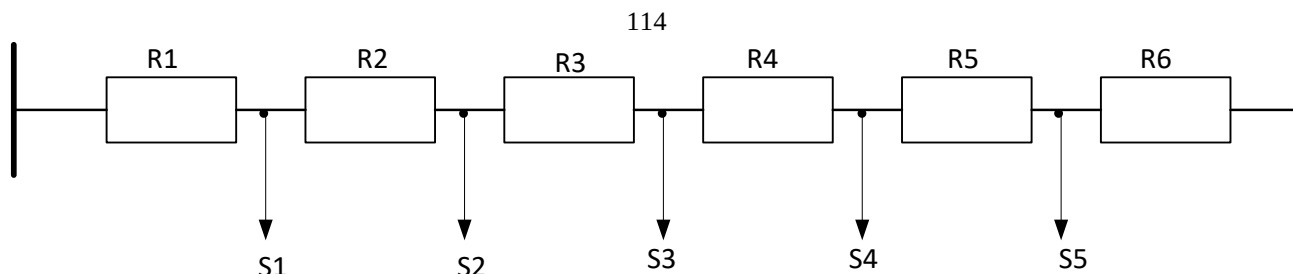


Рисунок 5.1 – Схема кольцевой сети 10 кВ

Значения активных сопротивлений линий и мощностей нагрузки представлены в таблицах 5.1-5.2.

Таблица 5.1 – Сопротивления линий сети

$R_1, \text{Ом}$	$R_2, \text{Ом}$	$R_3, \text{Ом}$	$R_4, \text{Ом}$	$R_5, \text{Ом}$	$R_6, \text{Ом}$
$0,715 + \text{NB} \cdot 0,1$	$0,092 + \text{NB} \cdot 0,1$	$0,092 + \text{NB} \cdot 0,1$	$0,872 + \text{NB} \cdot 0,1$	$0,862 + \text{NB} \cdot 0,1$	$1 + \text{NB} \cdot 0,1$

Таблица 5.2 – Нагрузки в узлах сети

S_1, MBA	S_2, MBA	S_3, MBA	S_4, MBA	S_5, MBA
$(0,12 + 0,05 \cdot \text{NB}) + 0,06j$	$(0,21 + 0,04 \cdot \text{NB}) + 0,1j$	$(0,09 + 0,02 \cdot \text{NB}) + 0,16j$	$(0,12 + 0,03 \cdot \text{NB}) + 0,06j$	$(0,12 + 0,03 \cdot \text{NB}) + 0,06j$

Задание на пятый раздел ПК.

1. Найти рациональную точку размыкания воздушной кольцевой сети 10 кВ, соответствующую минимуму потерь активной мощности.
2. Рассчитать потери активной мощности в разомкнутой сети 10 кВ.
3. Дать рекомендации по снижению потерь активной мощности в сети.

Задание 6. Повышение эффективности работы трансформаторов подстанций.

Исходные данные на шестой раздел ПК.

По данным задания 1 снизить нагрузки подстанций до 60 % первоначальной.

Задание на шестой раздел ПК.

1. Определить оптимальные режимы работы трансформаторов по критерию минимума потерь активной мощности.

2. Выполнить анализ полученных результатов.

Задание 7. Повышение эффективности работы сети напряжением 0,4 кВ за счет выравнивания загрузки фаз.

Исходные данные на седьмой раздел ПК.

По трехфазному четырехжильному кабелю марки АПвП напряжением 380 В и длиной $0,2+1,1 \cdot N_B$ км питается несимметричная нагрузка: $I_A=80+N_B$ А, $I_B=40+N_B$ А, $I_C=30+N_B$ А. Фазные жилы выполнены сечением 240 мм^2 , нулевая жила – 120 мм^2 .

Задание на седьмой раздел ПК.

1. Определить изменение потерь активной мощности в кабеле, если:

- 1) выровнять нагрузку по фазам;
- 2) увеличить сечение нулевой жилы до сечения фазной.

Задание 8. Оценка экономической эффективности технических мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

Исходные данные на восьмой раздел ПК.

По двухцепной линии 220 кВ, выполненной проводами марки АС 240/32, длиной $100+N_B$ км передается наибольшая мощность, равная $(220+N_B)+(j115+N_B)$ МВ А, время наибольшей нагрузки составляет $4000+N_B$ ч/год. Коэффициент дефляции принять равным 36,38 или выполнить расчеты в реальных ценах на текущий год.

Капиталовложения в БСК и замену проводов осуществляются в первый год. БСК устанавливаются одномоментно. Замена проводов производится в течение первой половины первого года, а эффект от замены сечений в первый год проявляется в половинном объеме, а начиная со второго года в полном объеме. Издержки на эксплуатацию линии при замене проводов не изменяются. изменение издержек на эксплуатацию БСК и тарифа на ЭЭ учесть по двум сценариям:

3. Издержки на эксплуатацию БСК в течение расчетного периода не изменяются;

4. *Издержки на эксплуатацию БСК первые пять лет ежегодно увеличиваются на 7,7 %, стоимость ЭЭ – на 15 %; следующие 5 лет – соответственно на 4 и 7,5%, а последующие годы – соответственно на 2 и 3 %.*

Задание на восьмой раздел ПК.

1. Определить эффективность установки 16 батарей статических конденсаторов (БСК) в сети 10 кВ мощностью 1,2 Мвар каждая и замены существующих проводов марки АС 240/32 на провода марки АС 400/51.

2. Определить эффективность замены существующих проводов марки АС 240/32 на провода марки АС 400/51.

3. Провести расчет сравнительной эффективности этих мероприятий.

3 Структуры работы

Примерная структура ПК следующая:

Введение

1. Расчет нормативных потерь электроэнергии и исследование зависимости потерь электроэнергии от их отпусков в сеть и уровня рабочего напряжения на шинах источника питания
2. Исследование величины технических потерь электроэнергии в разомкнутой распределительной электрической сети напряжением 6-10 кВ
3. Исследование потерь электроэнергии, обусловленных погрешностью системы учета, и небалансов электроэнергии для участка сети. Анализ влияния на систематическую и случайную составляющие потерь, обусловленных погрешностью системы учета электроэнергии, и небалансов электроэнергии параметров системы учета электроэнергии
4. Исследование величины технических потерь электроэнергии в зависимости от уровня рабочего напряжения
5. Повышение эффективности работы кольцевой сети напряжением 10 кВ
6. Повышение эффективности работы трансформаторов подстанций

7. Повышение эффективности работы сети напряжением 0,4 кВ за счет выравнивания загрузки фаз
8. Оценка экономической эффективности технических мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Заключение

Список использованных источников

Приложения

4 Общие требования к написанию и оформлению работы

Расчетная часть ПК выполняется в виде пояснительной записки в полном соответствии с правилами Единой системы конструкторской документации (ЕСКД) и ГОСТ 2.105 «Общие требования к текстовым документам».

Текст пояснительной записки должен быть лаконичным, логически связанным, расчеты после подробного изложения примера сводятся в таблицы указанной формы. Следует избегать изложения общеизвестных положений, например, по конструкции, принципу действия устройств и т. п.

В ПК должны быть приведены рисунки, схемы и таблицы, иллюстрирующие суть изложения.

Объем ПК должен составлять не менее 40-50 страниц текста, выполненного с использованием компьютера на одной стороне листа белой бумаги, формата А4, шрифт – Times New Roman 14-го размера, межстрочный интервал – 1,5. Номер страницы проставляют в правом нижнем углу листа. Страницы текстового материала следует нумеровать арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию по всему документу. Титульный лист текстового документа включают в общую нумерацию страниц. Номер страницы на титульном листе не проставляют. Расстояние от края бумаги до границ текста следует оставлять: в начале строк – 30 мм; в конце строк – 10 мм; от верхней или нижней строки текста до верхнего или нижнего края бумаги – 20 мм. Размер абзацного отступа должен быть одинаковым по всему тексту работы и равным 12,5 мм.

Разделы должны иметь порядковые номера в пределах всего ПК, обозначенные арабскими цифрами. Подразделы должны иметь нумерацию в пределах каждого раздела. Номера подразделов состоят из номера раздела и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. Нумерация пунктов должна состоять из номера раздела, подраздела и пункта, разделенных точкой. Заголовок разделов, подразделов и пунктов следует печатать с абзацного отступа, с прописной буквы, без точки в конце, не подчеркивая. Заголовки структурных элементов располагают симметрично тексту и отделяют от текста интервалом в одну строку. Расстояние между заголовком и текстом должно быть равно 2 интервалам. Расстояние между заголовками раздела и подраздела – 1 интервалу. Не допускается делать переносы слов в заголовках.

Список использованных источников должен быть оформлен в соответствии с ГОСТом «Библиографическая запись. Библиографическое описание». Ссылка на использованные источники информации должны даваться в квадратных скобках. В них указывается номер источника информации в библиографическом списке.

Графическая часть ПК выполняется с соблюдением соответствующих государственных стандартов и содержит 1-2 листа формата А1, где размещаются данные, необходимые для защиты принятых в проекте технических решения.

5 Последовательность выполнения задания

Задания выполняются в соответствии со структурой, представленной в разделе 3.

Успешное выполнение ПК в срок, а также его качества во многом зависят от того, как будет организована работа над ним.

Работа над проектом требует достаточно обширной эрудиции студента в разрабатываемых вопросах, поэтому необходимо изучать и использовать в проекте специальную техническую литературу, указываемую в программе, приведенную в данных указаниях и рекомендуемую дополнительно руководителем ПК.

Рекомендуется записывать все используемые литературные источники, справочники и т. п. с указанием авторов, точного названия, издательства, года издания, глав и страниц, а также краткого содержания изучаемого вопроса, указав разделы проекта, в которых были использованы полученные сведения. Такие записи дают возможность студенту лучше продумать соответствующие технические положения и предпосылки, а также облегчают составление и написание пояснительной записки и раздела литературы.

Для сокращения времени, затрачиваемого на составление и написание пояснительной записки, рекомендуется писать её параллельно с выполнением соответствующих разделов проекта, что несколько разгружает последний период проектирования. Графический материал по проекту следует выполнять также параллельно с исполнением соответствующих разделов проекта.

Выполнение проекта следует начать сразу после получения задания (1–2 недели семестра), которое подписывается руководителем проекта, утверждается заведующим кафедрой и регистрируется в кафедральном журнале.

После завершения работы над курсовым проектом студент сдает руководителю на проверку расчетно-пояснительную записку и чертежи. Если проект удовлетворяет требованиям, предъявляемым к курсовым проектам, он допускается к защите, о чем руководитель делает надпись на титульном листе.

6 Критерии оценивания работы

Оценка «отлично» выставляется студенту, если компетенции полностью освоены на повышенном уровне.

Знает: классификацию мероприятий по снижению технических и коммерческих потерь ЭЭ; перспективы применения синхронизированных измерений в Smart Grid для расчета и снижения потерь ЭЭ; основные критерии оценки экономичности работы электрических сетей; структуру фактических потерь ЭЭ; методы расчета составляющих технологических потерь ЭЭ; принципы нормирования технологических потерь ЭЭ; методы анализа

результатов расчета технологических потерь ЭЭ; методы и средства повышения экономичности работы электрической сети; находить и готовить исходную информацию для выполнения расчетов потерь ЭЭ

Умеет: находить «очаги» потерь ЭЭ; анализировать результаты расчетов технологических потерь ЭЭ и разрабатывать программы их снижения до экономически обоснованного уровня; выполнять расчеты составляющих технологических потерь ЭЭ; рассчитывать норматив потерь ЭЭ на период регулирования для сетей различных напряжений; осуществлять технико-экономическое обоснование инновационных проектов и управлять ими; оценивать экономическую эффективность технических мероприятий по снижению потерь ЭЭ.

Владеет: способностью формулировать технические задания, разрабатывать и использовать средства автоматизации при проектировании и технологической подготовке производства; навыками определения эффективных производственно-технологических режимов работы объектов электроэнергетики; навыками создания и анализа моделей для расчета и нормирования технологических потерь ЭЭ; навыками определения нормативных потерь ЭЭ на период регулирования; навыками разработки мероприятий по повышению экономичности работы электрических сетей; навыками оценки экономической эффективности технических мероприятий по снижению потерь ЭЭ.

Оценка «хорошо» выставляется студенту, если компетенции полностью освоены на базовом уровне.

Знает: классификацию мероприятий по снижению технических и коммерческих потерь ЭЭ; перспективы применения синхронизированных измерений в Smart Grid для расчета и снижения потерь ЭЭ; основные критерии оценки экономичности работы электрических сетей; структуру фактических потерь ЭЭ; методы расчета составляющих технологических потерь ЭЭ; принципы нормирования технологических потерь ЭЭ; методы анализа результатов расчета технологических потерь ЭЭ; методы и средства повышения экономичности работы электрической сети; находить и готовить исходную

информацию для выполнения расчетов потерь ЭЭ

Умеет: находить «очаги» потерь ЭЭ; анализировать результаты расчетов технологических потерь ЭЭ и разрабатывать программы их снижения до экономически обоснованного уровня; выполнять расчеты составляющих технологических потерь ЭЭ; рассчитывать норматив потерь ЭЭ на период регулирования для сетей различных напряжений; осуществлять технико-экономическое обоснование инновационных проектов и управлять ими; оценивать экономическую эффективность технических мероприятий по снижению потерь ЭЭ.

Владеет: способностью формулировать технические задания, разрабатывать и использовать средства автоматизации при проектировании и технологической подготовке производства; навыками определения эффективных производственно-технологических режимов работы объектов электроэнергетики; навыками создания и анализа моделей для расчета и нормирования технологических потерь ЭЭ; навыками определения нормативных потерь ЭЭ на период регулирования; навыками разработки мероприятий по повышению экономичности работы электрических сетей; навыками оценки экономической эффективности технических мероприятий по снижению потерь ЭЭ.

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если компетенции частично освоены на базовом уровне.

Знает: классификацию мероприятий по снижению технических и коммерческих потерь ЭЭ; перспективы применения синхронизированных измерений в Smart Grid для расчета и снижения потерь ЭЭ; основные критерии оценки экономичности работы электрических сетей; структуру фактических потерь ЭЭ; методы расчета составляющих технологических потерь ЭЭ; принципы нормирования технологических потерь ЭЭ; методы анализа результатов расчета технологических потерь ЭЭ; методы и средства повышения экономичности работы электрической сети; находить и готовить исходную информацию для выполнения расчетов потерь ЭЭ

Умеет: находить «очаги» потерь ЭЭ; анализировать результаты расчетов технологических потерь ЭЭ и разрабатывать программы их снижения до экономически обоснованного уровня; выполнять расчеты составляющих технологических потерь ЭЭ; рассчитывать норматив потерь ЭЭ на период регулирования для сетей различных напряжений; осуществлять технико-экономическое обоснование инновационных проектов и управлять ими; оценивать экономическую эффективность технических мероприятий по снижению потерь ЭЭ.

Владеет: способностью формулировать технические задания, разрабатывать и использовать средства автоматизации при проектировании и технологической подготовке производства; навыками определения эффективных производственно-технологических режимов работы объектов электроэнергетики; навыками создания и анализа моделей для расчета и нормирования технологических потерь ЭЭ; навыками определения нормативных потерь ЭЭ на период регулирования; навыками разработки мероприятий по повышению экономичности работы электрических сетей; навыками оценки экономической эффективности технических мероприятий по снижению потерь ЭЭ.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если компетенции не освоены, студент не знает значительной части программного материала, не выполнил все разделы задания на КП и допускает существенные ошибки, неуверенно, с большими затруднениями обосновывает принятые решения.

7 Порядок защиты работы

Полностью оформленные материалы ПК представляются студентом руководителю в сроки, установленные графиком проектирования для ПК. После проверки, а при необходимости и после доработки, проект представляется к защите. Защита ПК происходит в присутствии комиссии в составе трех человек: руководителя проекта и преподавателей дисциплин цикла. При защите студент должен сделать краткий доклад по результатам проектирования и ответить на предложенные ему вопросы.

На защиту ПК отводится до 10 минут. Это время включает в себя доклад автора ПК (не более 5 мин), который должен содержать:

- обоснование необходимости разработки проекта;
- главные этапы проектирования и методы решения задач, которые при этом были использованы;
- обоснование основных проектных решений;
- заключение.

Во время доклада необходимо грамотно использовать представленный графический материал ПК, делая ссылки на принципиальные схемы, таблицы и т.п.

Вопросы, задаваемые на защите, могут касаться как ПК в целом, так и его деталей, а также быть чисто теоретическими, задаваемыми с целью проверки глубины знаний студента.

Список рекомендуемой литературы

1. Потери электроэнергии при ее транспортировке по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение: учебное пособие для вузов / Г.В. Шведов, О.В. Сипачева, О.В. Савченко; под ред. Ю.С. Железко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 424 с.
2. Степанов А.С., Кононов Ю.Г., Пейзель В.М. Методы расчета потерь энергии в электрических сетях. LAP LAMBERT Academic Publishing. 2013. - 131 с.
3. Потери электроэнергии: Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009, 456 с.
4. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / [В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.] ; под ред. В.Н. Казанцева. - М. : Энергоатомиздат, 1983. - 366 с.
5. Мероприятия по сокращению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях (в примерах и иллюстрациях): учебное пособие / Г.В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 52 с.

6. Железко Ю.С. , Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Изд-во ЭНАС, 2006. – 280 с.
7. Воротницкий, В.Э. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст] / В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина. - М.: ИПКГосслужбы, 2000.- 63 с.
8. Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю.С. Железко. - М. : Энергоатомиздат, 1985. - 224 с. - (ЭТЭ). - Библиогр.: с. 221-222.
9. РД 34.09.254 Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений Минэнерго СССР. -М.: СПО СОЮЗТЕХЭНЕРГО, 1987. - 44 с.
10. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н/Д.:Феникс: Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
11. Воротницкий В.Э., Калинкина М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, М.: Изд-во ЭНАС, 2000. – 64 с.
12. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях.- М.: Энергоатомиздат, 1989.- 176 с.
13. Шведов Г.В. Экономические режимы электрических сетей: учебное пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
14. И 34–7-030–87. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. И 34-70-030-87 / Минэнерго СССР. -М.: СПО СОЮЗТЕХЭНЕРГО, 1987. - 35 с.
15. О порядке расчета 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 электроснабжения) Утвержден приказом № 380 Минэнерго РФ 23 июня 2015 г

16. Инструкции об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» Утверждена Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 №326 (в ред. Приказа Минэнерго РФ от 01.02.2010).

17. Осика, Л. К. Коммерческий и технический учет электрической энергии на оптовом и розничном рынках: Теория и практические рекомендации [Текст] / Л. К. Осика. – СПб. : Политехника, 2005. – 360 с.

17. Приказ министерства энергетики РФ от 7 августа 2014 г. №506 «Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям» Зарегистрировано в Минюсте России 17 сентября 2014 г. N 34075, 8.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по организации самостоятельной работы

«Повышение экономичности работы электрических сетей»

Направление 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
Профиль «Энергосбережение и энергоэффективность»
Степень выпускника – магистр

Ставрополь, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Общая характеристика самостоятельной работы студента при изучении дисциплины	6
План-график выполнения самостоятельной работы	7
Методические рекомендации по изучению теоретического материала	8
Методические указания по составлению конспекта	12
Методические указания по подготовке к семинарским (практическим) занятиям	13
Методические рекомендации по выполнению КП	14
Методические указания по подготовке к экзамену	16
Список рекомендуемой литературы	23

ВВЕДЕНИЕ

Самостоятельная работа является внеаудиторной и предназначена для самостоятельного изучения определенных тем дисциплины по материалам, рекомендованным преподавателем, а также в порядке подготовки к практическим занятиям.

Самостоятельная работа студентов в ВУЗе является важным видом учебной и научной деятельности студента. Самостоятельная работа студентов играет значительную роль в рейтинговой технологии обучения.

Цель освоения дисциплины заключается в формировании у магистров набора профессиональных компетенций по направлению подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», а также получение студентами необходимых знаний и навыков в области теории и практики управления предприятием.

Основная задача дисциплины – раскрыть современный экономический механизм, обеспечивающий жизнедеятельность предприятия в условиях рынка и конкуренции, дать студентам основы знаний по важнейшим вопросам экономики и управления производством, условиям его эффективного функционирования, путям увеличения объемов производства и продаж при наиболее эффективном использовании материальных ресурсов, техники, трудовых ресурсов и улучшения качества продукции, а также управлению инновационными процессами в биотехнологии.

Дисциплина относится к дисциплинам части формируемой участниками образовательных отношений (Б1.В.04). Ее освоение происходит в 1 семестре.

Общая характеристика самостоятельной работы студента при изучении дисциплины

Целью самостоятельной работы студентов по дисциплине «Повышение экономичности работы электрических сетей» является овладение фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю, опытом творческой, исследовательской деятельности. Самостоятельная работа студентов способствует развитию самостоятельности, ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального уровня.

Задачами самостоятельной работы по дисциплине «Повышение экономичности работы электрических сетей» являются:

- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубление и расширение теоретических знаний;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развитие исследовательских умений;
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельных занятий на семинарах, на практических и лабораторных занятиях, при написании курсовых и выпускной квалификационной работ.

Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Изучать данную дисциплину следует, переходя от темы к теме, ничего не пропуская и не забегая вперед. Это обусловлено внутренней логикой науки, очевидным движением от простого к сложному. Только так можно достичь полного понимания предмета, хорошей ориентации в специальной литературе.

После внимательного прочтения основной литературы по теме попробуйте самостоятельно ответить на контрольные вопросы. Если это вызывает трудности, вернитесь к соответствующим главам или разделам учебника, займитесь поиском дополнительной литературы. Очень важно, чтобы не оставалось непонятых положений, поскольку «пробелы» имеют обыкновение нарастать, как снежный ком. Помните, что в процессе освоения любой науки вам необходимо:

- уяснить ее связь с другими отраслями знаний;
- получить четкое представление об объекте исследования и предмете данной науки;
- освоить понятийный аппарат (специфическую терминологию), поскольку у каждой учебной дисциплины, кроме общенаучного языка, есть своя специфическая терминология;
- овладеть необходимым информационным минимумом,
- овладеть методами и методиками тестирования;
- освоить основные достижения в данной области знаний;
- представлять спектр нерешенных проблем и перспективных направлений их развития.

При изучении темы №1 «Общие сведения о системах электроснабжения и приёмниках электроэнергии промышленных предприятий. Общие сведения о системах электроснабжения», следует иметь в виду, что этот материал изучался в дисциплине «СЭС» и в конспекте приведен в усеченном объеме

При изучении тем №. 2, 3, 4 6 «Распределение электроэнергии по предприятию на напряжение до 1000 в (внутрицеховое распределение)» «Подстанции промышленных предприятий» «Питающие сети и распределение электроэнергии на напряжение выше 1000 В» «Компенсация реактивных нагрузок» особое внимание следует обратить на то, что в основном эти вопросы рассматривались ранее в других дисциплинах, и в данном случае требуется системный (комплексный) подход к их решению исходя из требований к СЭС промышленных предприятий.

При изучении тем №7-17 трудностей обычно не возникает, но следует обратить внимание на то, что с 2003года действуют новые правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Работа с книгой

При работе с книгой необходимо подобрать литературу, научиться правильно ее читать, вести записи. Для подбора литературы в библиотеке используются алфавитный и систематический каталоги.

Важно помнить, что рациональные навыки работы с книгой - это всегда большая экономия времени и сил.

Правильный подбор учебников рекомендуется преподавателем, читающим лекционный курс. Необходимая литература может быть также указана в методических разработках по данному курсу.

Изучая материал по учебнику, следует переходить к следующему вопросу только после правильного уяснения предыдущего, описывая на бумаге все выкладки и вычисления (в том числе те, которые в учебнике опущены или на лекции даны для самостоятельного вывода).

При изучении любой дисциплины большую и важную роль играет самостоятельная индивидуальная работа.

Особое внимание следует обратить на определение основных понятий курса. Студент должен подробно разбирать примеры, которые поясняют такие определения, и уметь строить аналогичные примеры самостоятельно. Нужно добиваться точного представления о том, что изучаешь. Полезно составлять опорные конспекты. При изучении материала по учебнику полезно в тетради (на специально отведенных полях) дополнять конспект лекций. Там же следует отмечать вопросы, выделенные студентом для консультации с преподавателем.

Выводы, полученные в результате изучения, рекомендуется в конспекте выделять, чтобы они при перечитывании записей лучше запоминались.

Опыт показывает, что многим студентам помогает составление листа опорных сигналов, содержащего важнейшие и наиболее часто употребляемые формулы и понятия. Такой лист помогает запомнить формулы, основные положения лекции, а также может служить постоянным справочником для студента.

Различают два вида чтения; первичное и вторичное. *Первичное* - это внимательное, неторопливое чтение, при котором можно остановиться на трудных местах. После него не должно остаться ни одного непонятого олова. Содержание не всегда может быть понятно после первичного чтения.

Задача *вторичного* чтения - полное усвоение смысла целого (по счету это чтение может быть и не вторым, а третьим или четвертым).

Правила самостоятельной работы с литературой

Как уже отмечалось, самостоятельная работа с учебниками и книгами (а также самостоятельное теоретическое исследование проблем, обозначенных преподавателем на лекциях) – это важнейшее условие формирования у себя научного способа познания. Основные советы здесь можно свести к следующим:

- Составить перечень книг, с которыми Вам следует познакомиться;
- Сам такой перечень должен быть систематизированным.
- Обязательно выписывать все выходные данные по каждой книге (при написании курсовых и дипломных работ это позволит очень сэкономить время).

- Разобраться для себя, какие книги (или какие главы книг) следует прочитать более внимательно, а какие – просто просмотреть.

- При составлении перечней литературы следует посоветоваться с преподавателями и научными руководителями (или даже с более подготовленными и эрудированными сокурсниками), которые помогут Вам лучше сориентироваться, на что стоит обратить большее внимание, а на что вообще не стоит тратить время...

- Естественно, все прочитанные книги, учебники и статьи следует конспектировать, но это не означает, что надо конспектировать «все подряд»: можно выписывать кратко основные идеи автора и иногда приводить наиболее яркие и показательные цитаты (с указанием страниц).

Чтение научного текста является частью познавательной деятельности. Ее цель – извлечение из текста необходимой информации. От того на сколько осознанна читающим собственная внутренняя установка при обращении к печатному слову (найти нужные сведения, усвоить информацию полностью или частично, критически проанализировать материал и т.п.) во многом зависит эффективность осуществляемого действия.

Выделяют четыре основные установки в чтении научного текста:

1. информационно-поисковый (задача – найти, выделить искомую информацию)
2. усваивающая (усилия читателя направлены на то, чтобы как можно полнее осознать и запомнить как сами сведения излагаемые автором, так и всю логику его рассуждений)
3. аналитико-критическая (читатель стремится критически осмыслить материал, проанализировав его, определив свое отношение к нему)
4. творческая (создает у читателя готовность в том или ином виде – как отправной пункт для своих рассуждений, как образ для действия по аналогии и т.п. – использовать суждения автора, ход его мыслей, результат наблюдения, разработанную методику, дополнить их, подвергнуть новой проверке).

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

1. Аннотирование – предельно краткое связное описание просмотренной или прочитанной книги (статьи), ее содержания, источников, характера и назначения;
2. Планирование – краткая логическая организация текста, раскрывающая содержание и структуру изучаемого материала;
3. Тезирование – лаконичное воспроизведение основных утверждений автора без привлечения фактического материала;
4. Цитирование – дословное выписывание из текста выдержек, извлечений, наиболее существенно отражающих ту или иную мысль автора;
5. Конспектирование – краткое и последовательное изложение содержания прочитанного.

Конспект – сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы, делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта.

Методические указания по составлению конспекта

1. Внимательно прочитайте текст. Уточните в справочной литературе непонятные слова. При записи не забудьте вынести справочные данные на поля конспекта;
2. Выделите главное, составьте план;
3. Кратко сформулируйте основные положения текста, отметьте аргументацию автора;

4. Законспектируйте материал, четко следуя пунктам плана. При конспектировании старайтесь выразить мысль своими словами. Записи следует вести четко, ясно.

5. Грамотно записывайте цитаты. Цитируя, учитывайте лаконичность, значимость мысли.

В тексте конспекта желательно приводить не только тезисные положения, но и их доказательства. При оформлении конспекта необходимо стремиться к емкости каждого предложения. Мысли автора книги следует излагать кратко, заботясь о стиле и выразительности написанного. Число дополнительных элементов конспекта должно быть логически обоснованным, записи должны распределяться в определенной последовательности, отвечающей логической структуре произведения. Для уточнения и дополнения необходимо оставлять поля.

Овладение навыками конспектирования требует от студента целеустремленности, повседневной самостоятельной работы.

Методические указания по подготовке к семинарским (практическим) занятиям

Семинарские занятия проводятся в форме дискуссии, на которых проходит обсуждение конкретных экономических ситуаций. Обсуждения направлены на освоение научных основ, эффективных методов и приемов решения конкретных практических задач, на развитие способностей к творческому использованию получаемых знаний и навыков. Основная цель проведения семинара заключается в закреплении знаний полученных в ходе прослушивания лекционного материала. Семинар проводится в форме устного

опроса студентов по вопросам семинарских занятий, а также в виде решения практических задач или моделирования практической ситуации. В ходе подготовки к семинару студенту следует просмотреть материалы лекции, а затем начать изучение учебной литературы. Следует знать, что освещение того или иного вопроса в литературе часто является личным мнением автора, построенного на анализе различных источников, поэтому следует не ограничиваться одним учебником или монографией, а рассмотреть, как можно больше материала по интересующей теме.

В ходе самостоятельной работы студенту необходимо отслеживать научные статьи в специализированных изданиях.

Студенту рекомендуется следующая схема подготовки к семинарскому занятию:

1. Проработать конспект лекций;
2. Прочитать основную и дополнительную литературу, рекомендованную по изучаемому разделу;
3. Ответить на вопросы плана семинарского занятия;
4. Проработать тестовые задания и задачи;
5. При затруднениях сформулировать вопросы к преподавателю.

При подготовке к семинарским занятиям следует руководствоваться указаниями и рекомендациями преподавателя, использовать основную литературу из представленного им списка. Для наиболее глубокого освоения дисциплины рекомендуется изучать литературу, обозначенную как «дополнительная» в представленном списке. При подготовке доклада на семинарское занятие желательно заранее обсудить с преподавателем перечень используемой литературы, за день до семинарского занятия предупредить о необходимых для предоставления материала технических средствах, напечатанный текст доклада предоставить преподавателю.

Цели практических занятий:

1. закрепление теоретического материала путем систематического контроля за самостоятельной работой студентов;
2. формирование умений использования теоретических знаний в процессе выполнения практических работ;
3. формирование навыков оформления результатов практических работ в виде таблиц, графиков, выводов.

Методические рекомендации по выполнению КП

Курсовой проект по данной дисциплине может выполняться, как часть будущего дипломного проекта, вместе с тем, на кафедре имеется достаточное количество стандартных заданий по КП.

Тематика КП:

1. Повышение экономичности электрической сети с мощностью нагрузки _____ МВт.

Каждый студент получает индивидуальное задание по одной из вышеперечисленных тем.

График самостоятельной работы студентов представлен в рабочей программе.

Изучение материала по рекомендуемой литературе следует проводить в порядке, указанном в рабочей программе, при изучении соответствующей темы в лекционном курсе.

Работу над курсовым проектом рекомендуется начать сразу после выдачи задания.

Весь, необходимый для выполнения, материал содержится в методических указаниях к курсовому проекту.

Успешное выполнение проекта в срок, а также его качества во многом зависят от того, как будет организована работа над ним.

Работа над проектом требует достаточно обширной эрудиции студента в разрабатываемых вопросах, поэтому необходимо изучать и использовать в проекте специальную техническую литературу, указываемую в программе, приведенную в данных указаниях и рекомендуемую дополнительно руководителем курсового проекта.

Рекомендуется записывать все используемые литературные источники, справочники и т.п. с указанием авторов, точного названия, издательства, года издания, глав и страниц, а также краткого содержания изучаемого вопроса, указав разделы проекта, в которых были использованы полученные сведения. Такие записи дают возможность студенту лучше продумать соответствующие технические положения и предпосылки, а также облегчают составление и написание пояснительной записки и раздела литературы.

При самостоятельной работе над проектом все возникающие неясные вопросы рекомендуется записывать в тетрадь, куда затем следует записать ответы на них и литературу, в которой был выяснен ответ. Во всех случаях студент должен сначала постараться самостоятельно решить и выяснить эти вопросы с помощью соответствующих литературных источников, а затем уже обратиться к руководителю за консультацией, изложив ему при этом свою точку зрения. Наличие таких записей облегчает студенту подготовку к защите проекта, а также работу над курсовым проектом.

Для сокращения времени, затрачиваемого на составление и написание пояснительной записки, рекомендуется писать её параллельно с выполнением соответствующих разделов проекта, что несколько разгружает последний период проектирования. Чертежи по проекту следует выполнять параллельно с исполнением соответствующих разделов проекта.

После завершения проекта студент сдает руководителю на проверку пояснительную записку и чертежи.

Выполнение проекта следует начать сразу после получения задания (1–2 недели семестра). Работу следует завершить до начала зачетной недели.

Защита курсовых проектов проводится в сроки, устанавливаемые кафедрой и деканатом, в комиссиях, назначаемых заведующим кафедрой.

Защита – это важный и ответственный момент в подготовке инженеров, поэтому ей следует уделять серьезное внимание. Она состоит из доклада студента по проекту и ответов на вопросы членов комиссии. В докладе студент за 10-15 минут должен дать краткую характеристику выполненного проекта,

изложив кратко особенности задания, принципы, положенные в основу разработки отдельных узловых вопросов, дать технические обоснования принятых решений и привести основные показатели результатов выполненных расчетов. Все это требует серьезной подготовки, так как сделать обстоятельный доклад за такое короткое время без подготовки невозможно. При подготовке необходимо составить план доклада и написать его. Для этого следует еще раз внимательно прочитать пояснительную записку и соответствующую литературу, продумать, на основании каких соображений и почему было принято то или иное решение, какие возможны были бы другие решения и почему они не рассматривались, какие возможны режимы, работы запроектированной сети и отдельных её элементов, каков принцип работы и особенности конструктивного выполнения различных элементов сети и электрооборудования.

Следует обратить внимание на вопросы надежности и бесперебойности питания потребителей, обеспечения экономичности запроектированной сети и на вопросы эксплуатации элементов электроснабжения, помня, что надежная и простая эксплуатация во многом зависит от принятых проектных решений.

За все принятые в КП решения и соблюдение сроков выполнения разделов проекта ответственность несет автор проекта. Студент, не выполнивший задание по КП в полном объеме или не уложившийся в срок, к защите не допускается, а в ведомость проставляется оценка «неудовлетворительно».

Методические указания по подготовке к экзамену

Процедура проведения экзамена осуществляется в соответствии с Положением о проведении текущего контроля успеваемости и промежуточной аттестации обучающихся по образовательным программам высшего образования - программам бакалавриата, программам специалитета, программам магистратуры - в СКФУ.

В экзаменационный билет включаются два теоретических вопроса и два практических задания (задачи). Каждый теоретический вопрос состоит из двух частей: первая часть предназначена для проверки базового уровня знаний, вторая часть – для проверки повышенного уровня знаний. Представленные в билете задачи не равноценны по сложности. Первая задача соответствует базовому уровню, а вторая – повышенному.

Для подготовки по билету отводится 50 минут.

При подготовке к ответу студенту предоставляется право пользования калькулятором, справочными таблицами.

При проверке теоретических вопросов оценивается:

- объем и глубина усвоенного программного материала;
- последовательность, четкость и логическая стройность его изложения.

При проверке практических заданий, оцениваются:

- знание основных законов, уравнений и соотношений;
- корректность описания физических явлений законами, уравнениями и соотношениями;
- умение использовать математический аппарат при описании физических явлений и нахождения искомых величин;
- владение разносторонними навыками и приемами выполнения практических задач.

Текущий контроль обучающихся проводится преподавателями, ведущими практические занятия по дисциплине, в формах:

- контрольная работа;
- собеседование;
- письменный отчет по практическому занятию.

Критерии оценивания результатов самостоятельной работы - контрольной работы, отчетов по практическим занятиям приведены в Фонде оценочных средств по дисциплине.

Вопросы к экзамену

1. Составляющие технологических потерь электроэнергии
2. Составляющие переменных технических потерь электроэнергии.
3. Расчет потери электроэнергии на корону в линиях электропередачи.
4. Определение потерь электроэнергии в БСК, СК и шунтирующих реакторах.
5. Определение потерь электроэнергии в ТТ, ТН и счетчиках электроэнергии.
6. Расчет потерь обусловленных погрешностью системы учета электроэнергии.
7. Выделение транзитных и межсистемных перетоков в условиях оптового рынка электроэнергии.
8. Составляющие фактических потерь электроэнергии.
9. Выделение транзитных и межсистемных перетоков в условиях оптового рынка электроэнергии.
10. Выделение потерь ЭЭ от каждого транзита в суммарных потерях от транзита
11. Расчет снижения потерь ЭЭ от оптимизации мест размыкания электрических сетей 6-35 кВ с двухсторонним питанием.
12. Расчет сравнительной эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии
13. Характеристика мероприятий по снижению потерь ЭЭ и очередность их внедрения
14. Основные группы мероприятий типового перечня мероприятий по снижению потерь электроэнергии
15. Методика снижения фактических небалансов электроэнергии на подстанциях до допустимого уровня.
16. Каким образом представляется двухобмоточный трансформатор в расчетной схеме сети?
17. Каким образом представляется трехобмоточный трансформатор в расчетной схеме сети?
18. Каким образом представляется двухобмоточный трансформатор с расщепленными обмотками в расчетной схеме сети?
19. Какие исходные данные требуются для расчета с помощью программных комплексов УР электроэнергетической системы?
20. Каков порядок нумерации узлов для повышения эффективности структурного анализа параметров УР?
21. Какими схемами замещения представляется двухобмоточный трансформатор для расчета установившегося режима?
22. Какими схемами замещения представляется двухобмоточный трансформатор с расщепленными обмотками для расчета установившегося режима?
23. Какими схемами замещения представляется трехобмоточный трансформатор для расчета установившегося режима?
24. Какими схемами замещения представляется автотрансформатор для расчета установившегося режима?
25. Что характеризует относительное значение индуктивного (полного) сопротивления трансформатора?
26. Как рассчитывается зарядная мощность линий?
27. Какими параметрами представляется трансформатор при выполнении расчетов установившихся режимов электрических сетей?
28. Как учитывается изменение сопротивлений и проводимостей при расчете параметров схемы дальней линии?
29. В каких случаях целесообразно задавать шунты в виде отборов мощности?

30. Как учитывается изменение температуры провода по длине линии при расчете потерь электроэнергии?
31. Какие способы задания нагрузок используются при расчетах установившихся режимов?
32. По каким критериям выбираются расчетные формулы для определения коэффициента формы графика нагрузки?
33. От каких параметров зависит точность расчета потерь электроэнергии за расчетный период?
34. От каких параметров зависит выбор метода расчета коэффициента формы и как он влияет на точность расчета потерь электроэнергии.
35. Как при расчетах потерь мощности в сети учитываются межсистемные и транзитные перетоки?
36. Каким образом можно получить нагрузки узлов в режиме максимальных нагрузок?
37. Какие мероприятия можно реализовать в питающей сети для повышения эффективности ее работы?
38. Как определяются потери холостого хода трансформаторов в сети 6-10 кВ?
39. Какие способы определения коэффициента формы допустимы при использовании метода средних нагрузок?
40. Как определяются нагрузочные потери электроэнергии методом средних нагрузок?
41. Какими способами можно получить нагрузки распределительных трансформаторов?
42. Какие уровни напряжения следует задавать в центрах питания при использовании для расчетов потерь электроэнергии метода средних нагрузок?
43. На основе каких данных и как рассчитывается коэффициент формы в методе средних нагрузок?
44. Как измерить потери мощности холостого хода силового трансформатора?
45. На сколько могут отличаться паспортные и реальные потери холостого хода силовых трансформаторов?
46. Как определяются потери электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1000 В?
47. Как рассчитать средний отпуск электроэнергии в одну линию?
48. Какие методы расчета переменных технических потерь в сети 0,38 кВ Вам известны?
49. Как определяются потери электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1000 В?
50. Какие напряжения используют для расчета потерь напряжения в линии 0,38 кВ?
51. Какие потери напряжения допустимы при эксплуатации сети 0,4 кВ?
52. Как проверить правильность задания величин магистралей и отпаяк?
53. Каким образом рассчитывается значение потерь электроэнергии для всей сети 0,4 кВ, если известны потери электроэнергии в каждой линии выборки?
54. Какие составляющие условно-постоянных потерь электроэнергии известны?
55. От чего и как зависят потери электроэнергии в линиях электропередачи на корону?
56. Как определить потери электроэнергии в батареях статических конденсаторов, синхронных компенсаторах и шунтирующих реакторах?
57. Как определить потери электроэнергии в трансформаторах напряжения, трансформаторах тока и счетчиках электроэнергии?
58. Как изменятся потери на корону при повышении напряжения на 10 % от номинального?
59. Как определяется расход электроэнергии на собственные нужды подстанций?
60. Какие способы расчета потерь электроэнергии на корону известны?
61. В каких случаях допускается для силовых трансформаторов (автотрансформаторов) учитывать изменение потерь мощности холостого хода с учетом технического состояния и срока службы трансформатора?

62. Каковы предельные значения технологических потерь по уровням напряжения от отпуска в сеть без учета объема передачи электроэнергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций?

63. Какова структура условно-постоянных потерь электроэнергии по составу оборудования?

64. Какими способами можно снизить погрешности расчета нагрузочных потерь электроэнергии?

65. Какие способы учета межсистемных перетоков можно использовать при расчетах потерь мощности в методе расчётных суток, средних нагрузок и наибольших потерь мощности?

66. Как проверить достоверность задания информации при расчете потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ в зависимости от величины падения напряжения?

67. Как определить продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода?

68. Какова номенклатура элементов расхода электрической энергии на производственные нужды подстанций с учетом хозяйственных?

69. Как выполняется анализ полученных результатов расчета установившегося режима с помощью программного комплекса RastrWin?

70. Как определить нагрузочных потерь электроэнергии на регулируемый период, если известны нагрузочные потери за базовый период?

71. Влияет ли величина отпуска электроэнергии в сеть на величину условно-постоянных потерь?

72. Как определяется отпуск электроэнергии в сеть распределительной сетевой компании?

74. Как определить электроэнергию, потребляемую энергопринимающими устройствами и субъектами?

75. В чем разница между показателями «физического» и «экономического» балансов?

76. Каким образом устанавливаются уровни желаемых напряжений в центрах питания?

77. Как распределяются потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, по уровням напряжения в регулируемом периоде?

78. Как рассчитать случайную погрешность системы учета электроэнергии с учетом срока поверки счетчика?

79. По каким параметрам выполняется эквивалентирование в ПК RastrWin?

80. Как СХН влияет на величину суммарных потерь электроэнергии?

Задача 1. Рассчитать потери электроэнергии за декабрь для сети напряжением 10 кВ, состоящей из последовательно включенных двухцепной линии и двухтрансформаторной подстанции. Линия выполнена кабелем марки АПвП сечением 50 мм². На подстанции установлены два трансформатора с трансформаторами ТМ-1000. Среднемесячный коэффициент загрузки трансформаторов 0,86. Коэффициент мощности равен 0,65. Предложить мероприятия по повышению экономичности работы рассматриваемой сети.

Задача 2.

Рассчитать потери ЭЭ в сети 0,38 кВ по данным о величине падения напряжения для пятидесяти линий, информация о которых представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты замеров напряжений в сети 0,38 кВ

N линии	Напряжение на шинах центра питания в фазе, В			Напряжение у наиболее удаленного приемника, В			Ток в линии, А		
	А	В	С	А	В	С	А	В	С
1-10	230	231	228	210	220	215	75	80	100
11-20	230	231	228	190	210	215	60	70	90

21-30	230	231	228	210	200	215	75	70	100
31-40	230	231	228	210	220	215	75	80	100
41-50	230	231	228	220	210	215	80	70	75

Задача 3.

Задана замкнутая неоднородная электрическая сеть, образованная линиями 220 и 35 кВ (рисунок 1). Исходные данные: длины линий, марки проводов, марки трансформаторов указаны на рисунке 1. Значения расчетных нагрузок и сопротивлений элементов сети (значения сопротивлений линий 35 кВ приведены к напряжению 220 кВ).

Требуется рассчитать естественное, экономическое и принудительное (при продольном, поперечном и продольно-поперечном регулировании потоков мощностей) распределение мощностей и суммарные потери активной мощности в сети.

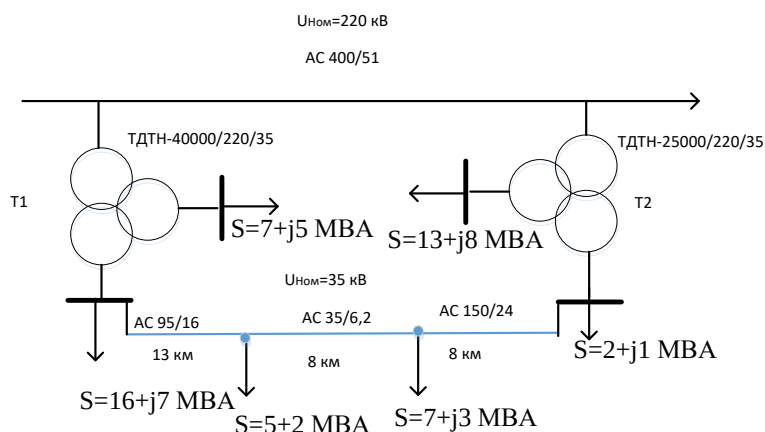


Рисунок 1 – Повышение экономичности работы электрической сети с мощностью нагрузки 258,1 МВт

Список рекомендуемой литературы

Основная литература:

1. Климова, Г. Н. Электроэнергетические системы и сети. Энергосбережение : учеб. пособие для прикладного бакалавриата / Г. Н. Климова ; Нац. исслед. ТПУ. - М. : Юрайт, 2017. - 179 с. - Гриф: Доп. УМО. - ISBN 978-5-534-00510-3
2. Митрофанов, С.В. Энергосбережение в энергетике / С.В. Митрофанов / О.И. Кильметьева : учебное пособие Электронный ресурс : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ ; Оренбург, 2015. - 127 с. - Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. - ISBN 978-5-7410-1371-7
3. Климова, Г. Н. Энергосбережение на промышленных предприятиях : Учебное пособие / Климова Г. Н. - Томск : Томский политехнический университет, 2014. - 180 с. - Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. - ISBN 978-5-4387-0380-8

Дополнительная литература:

1. Лыкин, А. В. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях : Учебное пособие / Лыкин А. В. - Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2013. - 115 с. - Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. - ISBN 978-5-7782-2202-1
2. Пилипенко, Н. В. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности инженерных систем и сетей Электронный ресурс : Учебное пособие / Н. В. Пилипенко, И. А. Сиваков. – Энергосбережение и повышение энергетической эффективности инженерных систем и сетей, 2025-10-01. – Санкт-Петербург : Университет ИТМО, 2013. – 273 с. – Книга находится в премиум-версии ЭБС IPR BOOKS. – ISBN 2227-8397
3. Стрельников, Н. А. Энергосбережение Электронный ресурс : Учебник / Н. А. Стрельников. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2014. – 174 с. – Книга находится в премиум-версии ЭБС IPR BOOKS. – ISBN 978-5-7782-2408-

Интернет-ресурсы:

1. <http://catalog.ncstu.ru> – электронные каталоги Ассоциации электронных библиотек учебных заведений и организаций СКФО;
2. <http://window.edu.ru> – Информационная система "Единое окно доступа к образовательным ресурсам".
3. <http://biblioclub.ru> – универсальная библиотека online.
4. <http://tpu.ru/> - Сайт Национального Исследовательского Томского Политехнического Университета.
5. <http://www.news.elteh.ru/> Сайт: новости электротехники. Информационно – справочное издание.
6. <http://www.cpk-energo.ru/index.phtml> - Сайт НОУ "Центра подготовки кадров энергетики".
7. <http://www.npi-tu.ru/> - Сайт Южно – Российского государственного технического университета (Новочеркасский политехнический институт) (ЮРГТУ НПИ).
8. <http://www.iural.ru> – Сайт Уральского Федерального университета (УрФУ) им. Первого Президента России Б.Н.Ельцина.
9. <http://www.spbstu.ru/> - Сайт Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.
10. <http://ispu.ru/> - Сайт Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина.
11. www.energsovet.ru –портал по энергосбережению. Совместный проект Координационного совета Президиума Генсовета партии «Единая Россия» по вопросам энергосбережения и повышения энергетической эффективности и НП «Энергоэффективный город».
12. <http://www.garant.ru/> - информационно – правовой портал