

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

П. В. Лычев

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

ПРАКТИКУМ

для студентов специальности

**1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Гомель 2019

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.19я73
Л88

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 27.12.2017 г.)*

Рецензент: зав. каф. «Теоретические основы электротехники» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. тех. наук, доц. *К. М. Медведев*

Лычев, П. В.
Л88 Энергоэффективность в электрических системах : практикум для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» днев. формы обучения / П. В. Лычев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2019. – 26 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Содержит краткие теоретические сведения и примеры задач для решения по критериям энергоэффективности производства электроэнергии, покрытия графиков нагрузки энергосистемы, передачи электроэнергии и инновационным способом повышения энергоэффективности передачи электроэнергии в рамках основных разделов рабочей программы дисциплины «Энергоэффективность в электрических системах».

Для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» дневной формы обучения.

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.19я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2019

Содержание

1 Критерии энергоэффективности производства и передачи электроэнергии.....	4
2 Энергоэффективность производства электроэнергии и покрытия графиков нагрузки энергосистемы.....	8
3 Энергоэффективность в системообразующих сетях энергосистем.....	11
4 Инновационные способы повышения энергоэффективности в системообразующих сетях.....	12
5 Энергоэффективность в питающих и распределительных сетях.....	22
Литература.....	27

1. Критерии энергоэффективности производства и передачи электроэнергии

В общем случае в качестве критерия энергоэффективности производства и передачи электроэнергии может приниматься минимум затрат в электрические станции $Z_{СТ}$ и электрические сети $Z_{ЭС}$:

$$Z = Z_{СТ} + Z_{ЭС} \rightarrow \min. \quad (1.1)$$

В условиях эксплуатации, когда энергосистема уже сложилась в качестве критерия энергоэффективности могут применяться ежегодные издержки на производство $I_{СТ}$ и передачу $I_{ЭС}$ электроэнергии:

$$I = I_{СТ} + I_{ЭС} \rightarrow \min. \quad (1.2)$$

Эти издержки можно оценить по формулам:

$$I_{СТ} = p_{СТ} \cdot K_{СТ} + B_{СТ} \cdot C_T, \quad (1.3)$$

$$I_{ЭС} = p_{ЭС} \cdot K_{ЭС} + \Delta W_{ЭС} \cdot \beta, \quad (1.4)$$

где $p_{СТ}$, $p_{ЭС}$ – отчисления от капитальных затрат $K_{СТ}$ в электростанции и $K_{ЭС}$ в электрические сети; $B_{СТ}$ – расход топлива на электростанциях; C_T – стоимость единицы топлива; $\Delta W_{ЭС}$ – потери электроэнергии в сетях; β – стоимость единицы потерянной электроэнергии.

Если в критерии (1.2) полагать отчисления $p_{СТ} \cdot K_{СТ}$ и $p_{ЭС} \cdot K_{ЭС}$ неизменными, то он превращается в более простой критерий стоимости топлива:

$$Ц = B_{СТ} \cdot C_T + \Delta W_{ЭС} \cdot \beta \rightarrow \min. \quad (1.5)$$

Если полагать, что цена топлива одинакова на всех электростанциях, и учитывая, что стоимость единицы потерянной электроэнергии также определяется ценой топлива, то за критерий можно принять минимум расхода условного топлива за какой-то период:

$$B = B_{\text{ст}} + B \cdot \Delta W \rightarrow \min, \quad (1.6)$$

где $B \cdot \Delta W$ – расход топлива, связанный с компенсацией потерь электроэнергии в электрических сетях.

Если оценивать энергоэффективность только производства электроэнергии на электрических станциях, входящих в энергосистему, то критерий (1.6) будет соответствовать минимуму расхода топлива на производство энергии:

$$B_{\text{ст}} = \sum_{i=1}^n B_{\text{ст}i} \rightarrow \min, \quad (1.7)$$

где $B_{\text{ст}i}$ – расход топлива на i -ой станции за рассматриваемый период; n – число электростанций.

При оценки энергоэффективности только передачи электроэнергии за какой-то период можно использовать критерий в виде потерь электроэнергии в электрической сети

$$\Delta W = \sum_{j=1}^m \Delta W_j \rightarrow \min, \quad (1.8)$$

где ΔW_j – потери электроэнергии в j -ом элементе сети; m – количество элементов сети.

При оценки энергоэффективности передачи электроэнергии в данный момент времени может быть использован более простой критерий в виде потерь активной мощности

$$\Delta P = \sum_{j=1}^m \Delta P_j \rightarrow \min, \quad (1.9)$$

2. Энергоэффективность производства электроэнергии и покрытия графиков нагрузки энергосистемы

В производстве электроэнергии в настоящее время участвуют разные электростанции: атомные (АЭС), гидравлические (ГЭС), тепловые с выработкой только электроэнергии (КЭС), тепловые с выработкой электрической и тепловой энергии (ТЭЦ), ветроэнергетические установки (ВЭУ) и т.д.

Эти электростанции имеют разные капитальные затраты на стадии строительства. Здесь наибольшее значение относится чаще к АЭС, потом к ГЭС и т.д. Но во время эксплуатации эти капиталовложения в электростанции могут быть покрыты меньшими эксплуатационными издержками. Например, эксплуатационные издержки ГЭС можно считать наименьшими.

2.1. Принципы распределения активной нагрузки энергосистемы между электростанциями

Здесь рассмотрим упрощённую задачу распределения активной мощности между тепловыми электростанциями при неизменном составе включённого оборудования. Дополнительно полагаем, что электростанции системы используют одинаковое топливо и цену на его приобретение. Тогда в качестве критерия энергоэффективности производства электроэнергии можно принять критерий (1.7), т.е. минимум расхода топлива на производство энергии в энергосистеме.

Расход топлива $B_{ст}$ на электростанции в зависимости от её активной мощности определяется по расходной характеристике $B_{ст}=f(P)$. Расходные характеристики тепловых электростанций могут представляться в разных видах: линейной зависимостью; ломаной характеристикой, в виде квадратичного трёхчлена.

Для экономического распределения нагрузки между электростанциями используется понятие относительного прироста расхода условного топлива при изменении нагрузки электростанции

$$b = \frac{dB}{dP}$$

Критерием экономического распределения заданной нагрузки между электростанциями является равенство относительных приростов электростанций

$$b = \frac{dB_1}{dP_1} = \frac{dB_2}{dP_2} = \dots = \frac{dB_n}{dP_n} \quad (2.1)$$

или

$$b_1 = b_2 = \dots = b_n,$$

где n – количество станций в энергосистеме.

Критерий (2.1) не учитывает изменений потерь активной мощности в электрической сети при изменении мощности электростанции. Для такого учёта вводится понятие относительного прироста потерь мощности, характеризующего изменение потерь активной мощности в сети при изменении нагрузки

$$\xi = \frac{\Delta P}{P} \quad (2.2)$$

Тогда относительный прирост электростанций с учётом потерь активной мощности в сети ΔP

$$b_{\Delta P} = \frac{b}{1 - \xi} \quad (2.3)$$

Если в энергосистеме n электростанций, то условие минимума суммарного расхода топлива с учётом потерь активной мощности имеет вид

$$b_{1\Delta P} = b_{2\Delta P} = \dots = b_{n\Delta P} \quad (2.4)$$

В настоящее время в РУП «ОДУ» республики создан комплекс программ по оптимизации распределения нагрузок между электростанциями и отдельными энергоблоками, который позволяет осуществлять оптимальную загрузку электрогенерирующего оборудования, участвующего в регулировании нагрузки в энергосистеме, на основании рассчитанных эквивалентных характеристик относительного прироста расхода условного топлива. Пока в расчёте оптимальных нагрузок участвуют только три электростанции: Лукомльская ГРЭС, Берёзовская ГРЭС, Минская ТЭЦ-5. Планируется расширить существующий комплекс программ за счёт интеграции в них основных ТЭЦ энергосистемы, что должно принести дополнительный эффект и повысить экономичность работы энергосистемы.

2.2 Энергоэффективность покрытия графиков нагрузки энергосистемы

Расчёты, связанные с покрытием графиков нагрузки энергосистемы производят как при проектировании систем, так при планировании текущих режимов в условиях эксплуатации. При проектировании важным является обеспечение генерируемой мощностью нагрузок в режимах утреннего и вечернего максимумов и выявление требуемой маневренности электростанций для возможности прохождения ночных провалов графиков нагрузки. В условиях эксплуатации задача заключается в нахождении наивыгоднейшего распределения активных нагрузок между электростанциями для каждых суток с целью обеспечения минимума затрат на выработку и передачу электроэнергии.

Возможности участия разных типов электростанций (ГЭС, ТЭЦ, КЭС, АЭС и др.) определяются их эксплуатационными характеристиками. Маневренные возможности ГЭС зависят от наличия водохранилищ и их объёма. Энергоблоки КЭС на газомазутном топливе могут разгружаться до 50%. При покрытии графиков в первую очередь следует использовать мощности тех КЭС, для которых относительные приросты расхода топлива имеют наименьшие значения. ТЭЦ менее маневренны и могут быть разгружены в меньшей степени, чем КЭС. АЭС проектируется обычно как базисные электростанции и их разгрузка не производится.

При покрытии суточного графика нагрузки энергосистемы в его базисной части вместе с АЭС располагаются также мощности ТЭЦ, связанные с обеспечением потребителей тепловой энергией, и мощности нерегулируемых ГЭС. Оставшиеся незаполненная часть суточного графика покрывается за счёт мощностей КЭС, регулируемых ГЭС, газотурбинных электростанций.

Ввод энергоблоков БелАЭС приведёт к снижению количества энергоблоков КЭС, участвующих в покрытии графика электропотребления республики. Одновременно появится острая необходимость в повышении маневренности процесса регулирования мощности за счёт собственных энергоисточников. До ввода БелАЭС в республике должна быть создана система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, которая предназначена для автоматического поддержания в заданных пределах перетоков активной мощности по межгосударственным линиям электропередачи и по наиболее ответственным внутренним

сечениям, а также для автоматического регулирования частоты при работе энергосистемы республики в изолированном режиме.

По факту возможного непланового отключения энергоблока БелАЭС системной противоаварийной автоматикой должно быть предусмотрено отключение нагрузки 1200 МВт. С учётом единичной мощности энергоблоков БелАЭС 1200МВт столько должен составлять высокоманевренный резерв мощности в энергосистеме республики. В настоящее время он составляет до 400 МВт и размещается не находящемся в работе оборудовании. Дополнительно необходимо ввести порядка 800 МВт энергоисточников на базе газопоршневых агрегатов и газотурбинных установок, которые предназначены для работы в маневренном режиме и способны не более чем за 15 минут обеспечить включение в сеть, гарантированный выход на полную мощность и работу в течении 12-16 часов, необходимых для включения дополнительного оборудования в энергосистеме республики.

Ввод мощностей на БелАЭС, которые работают в базисной части графика нагрузки энергосистемы, серьёзно обостряют проблему прохождения ночных провалов графиков нагрузки. Для устранения избытков мощности генерации в период ночных провалов потребление электроэнергии предусматривается строительство комплексов «электрокотел тепловой аккумулятор» суммарной мощностью около 1200 МВт.

2.3 Примеры задач для решения

Пример 2.1 В энергосистему включены две тепловые электростанции, расходные характеристики которых описываются уравнениями

$$B_{ст} = B_0 + m(P - P_{нм}) + n(P - P_{нм})^2.$$

Для первой станции параметры управления равны $m_1=0,3$ т.у.т./МВт·ч, $n_1=0,0005$ т.у.т./ МВт²·ч, для второй станции $m_2=0,34$ т.у.т./МВт·ч, $n_2=0,001$ т.у.т./ МВт²·ч. Диапазоны возможного изменения мощности первой станции от $P_{1нм}=100$ МВт до $P_{1нб}=300$ МВт, второй станции от от $P_{2нм}=200$ МВт до $P_{2нб}=400$ МВт. Найти экономическое распределение нагрузки энергосистемы, равной 600, 500, 400 и 300 МВт, между электростанциями.

Пример 2.2 В энергосистему (рис. 2.1.) включены две электростанции с расходными характеристиками и диапазонами возможного изменения мощности, приведенными в примере 2.1. Параметры электрической сети приведены на рис. 2.1. Найти экономическое распределение активной нагрузки энергосистемы $P=600$ МВт между электростанциями с учётом потерь активной мощности в электрической сети, полагая, что реактивные нагрузки электростанций распределяются пропорционально активным.

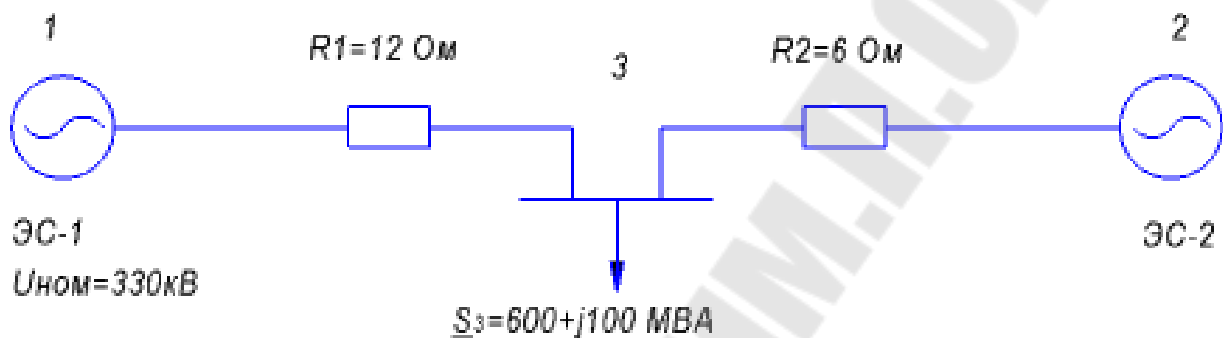


Рис. 2.1 Схема электрической сети к примеру 2.2.

Пример 2.3 Требуется покрыть суточный график нагрузки энергосистемы, приведённый в табл. 2.1, если наибольшая нагрузка в нём $P_{нб}=10000$ МВт. В систему включены ТЭЦ с возможным диапазоном изменения мощности от 2000 до 1600 МВт, КЭС с диапазоном регулирования мощностей от 5000 до 2500 МВт и ГЭС с диапазоном регулирования мощности от 3000 до 900 МВт. При этом суточная располагаемая энергия ГЭС по водотоку составляет 30000 МВт·ч. Себестоимости выработки электроэнергии данными станциями во всём диапазоне мощностей в соотношении $C_{ГЭС} < C_{ТЭЦ} < C_{КЭС}$.

Произвести наиболее энергоэффективное покрытие суточного графика нагрузки энергосистемы данными электростанциями

Таблица 2.1– Суточный график нагрузки энергосистемы к примеру 2.3

часы	0-6	6-9	9-18	18-22	22-24
$P/P_{нб}$	0,5	0,8	0,7	1,0	0,5

Пример 2.4 Для покрытия суточного графика нагрузки энергосистемы с $P_{нб}=12000$ МВт, представленного в табл. 2.2, в энергосистему включены следующие электростанции с их возможным диапазоном регулирования мощности:

АЭС – 2200 МВт;
 ТЭЦ – 3600 - 2500 МВт;
 КЭС – 5800 - 2200 МВт;
 ГЭС – 600 - 100 МВт.

Суточная располагаемая энергия ГЭС по водотоку 7200 МВт·ч. Себестоимости выработки электроэнергии данными станциями во всём диапазоне мощностей находятся в соотношении $C_{ГЭС} < C_{АЭС} < C_{ТЭЦ} < C_{КЭС}$.

Произвести наиболее энергоэффективное покрытие суточного графика нагрузки энергосистемы данными электростанциями.

Таблица 2.2– Суточный график нагрузки энергосистемы к примеру 2.2

часы	0-6	6-9	9-18	18-22	22-24
$P/P_{нб}$	0,65	0,8	0,75	1,0	0,65

3. Энергоэффективность в системообразующих сетях энергосистем

К системообразующим сетям энергосистемы республики относятся сети напряжением 330-750 кВ. Они выполняются воздушными линиями с расщеплённой фазой длиной до 200-400 км. Данные линии генерируют значительную реактивную зарядную мощность, величина которой составляет на 100 км для линий 330 кВ – 40 Мвар, а для 750 кВ – более 200 Мвар. Передача её по электрическим сетям существенно влияет на режим напряжений в них, потери мощности и электроэнергии и, следовательно, энергоэффективность передачи электроэнергии. В данных линиях, не смотря на принятые меры, имеют место потери активной мощности и электроэнергии на корону, которые зависят от уровня напряжения и погодных условий. Для действительных средних нагрузок ВЛ 330 и 750 кВ потери на корону составляют до 45% от суммарных потерь,

включающих потери в активном сопротивлении проводом от передаваемой по ним мощности.

3.1. Естественная мощность линий и свойства естественного режима

Режим линий, при котором сопротивление приемника равно волновому сопротивлению линии Z_B , называется естественным. Мощность, соответствующая естественному режиму, называется естественной и для линии с номинальным напряжением $U_{ном}$ определяется по формуле

$$S_{нат} = \frac{U_{ном}^2}{Z_B} \quad (3.1)$$

Волновое сопротивление Z_B является функцией параметров линии электропередачи, связанных с ее конструкцией

$$Z_B = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{q_0 + jb_0}} \quad (3.2)$$

где r_0, x_0, q_0, b_0 - удельные значения параметров схемы замещения линии длиной 1 км.

Для линии без потерь, когда пренебрегают параметрами r_0 и q_0 , волновое сопротивление

$$Z_B = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} = \sqrt{\frac{l_0}{c_0}} \quad (3.3)$$

где l_0 и c_0 - соответственно индуктивность и емкость 1 км линии.

И поэтому естественная мощность является активной

$$P_{нат} = \frac{U_{ном}^2}{\sqrt{\frac{x_0}{b_0}}} \quad (3.4)$$

Для линии без потерь характерными свойствами естественного режима являются:

- неизменность величин напряжений и токов вдоль линий;

- коэффициент мощности в любой точке равен единице;
- угол сдвига между напряжениями или токами концов линии равен волновой длине линии.

Волновая длина линии без потерь:

$$\lambda = \alpha_0 \cdot L = L \cdot \sqrt{x_0 \cdot b_0} \quad (3.5)$$

где α_0 – коэффициент изменения фазы волны на единицу длины;
 L – длина линии.

В натуральном режиме энергия магнитного поля равна энергии электрического поля, т.е. электромагнитное поле линии полностью сбалансировано. И потери реактивной мощности $\Delta Q_{\text{л}}$ в индуктивном сопротивлении линии полностью покрываются зарядной мощностью $Q_{\text{в}}$, генерируемой линией ($\Delta Q_{\text{л}} = Q_{\text{в}}$). Линия не обменивается реактивной мощностью с концевыми системами.

Когда передаваемая по линии мощность P не равна натуральной, то линия может являться избыточным источником или потребителем реактивной мощности $\pm \delta Q$.

$$\delta Q = Q_{\text{в}} - \Delta Q_{\text{л}} = Q_{\text{в}} \cdot \left(1 - \frac{P}{P_{\text{нат}}}\right)^2 \quad (3.6)$$

3.2 Методы электрического расчета протяженных электропередач

Под протяженными понимают электропередачи с длиной воздушной линии более 300 км. В этих случаях необходим учет распределенности параметров вдоль линии.

Для такого учета используются основные уравнения линии, которые при неучете $r_0 = 0$ и $g_0 = 0$, т.е. для линии без потерь имеют вид:

$$U_x = U_2 \cdot \cos(\alpha_0 \cdot l_x) + j\sqrt{3} \cdot I_2 \cdot Z_b \cdot \sin(\alpha_0 \cdot l_x) \quad (3.7)$$

$$I_x = I_2 \cdot \cos(\alpha_0 \cdot l_x) + j \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot Z_b} \cdot \sin(\alpha_0 \cdot l_x),$$

где U_x, I_x – напряжение и ток на расстоянии l_x от конца линии;

Z_B – волновое сопротивление линии; α_0 – коэффициент изменения фазы волны на единицу длины, характеризующий поворот вектора напряжения (тока) при распространении волны вдоль линии, равный $\alpha_0 = \sqrt{x_0 \cdot b_0}$; U_2, I_2 – напряжение и ток в конце линии.

Если известны напряжение U_1 и ток I_1 в начале линии, то уравнения (3.7) записываются в виде:

$$U_x = U_1 \cdot \cos(\alpha_0 \cdot l_x) + j\sqrt{3} \cdot I_1 \cdot Z_B \cdot \sin(\alpha_0 \cdot l_x) \quad (3.8)$$

$$I_x = I_1 \cdot \cos(\alpha_0 \cdot l_x) + j \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot Z_B} \cdot \sin(\alpha_0 \cdot l_x),$$

где l_x – расстояние от начала линии.

Следует отметить, что уравнения (3.7) и (3.8) позволяют вычислять напряжения и токи в любой точке линии, включая соответственно начало 1 и конец 2 ее.

Другим способом учета распределённости параметров является введение поправочных коэффициентов. Если линия представляется П-образной схемой замещения, то для расчета режимных параметров (токов, мощностей, напряжений) используется известная методика расчета линий с сосредоточенными параметрами. Отличие заключается в том, что распределенность параметров вдоль линии учитывается путем введения поправочных коэффициентов, которые при активной проводимости $g_0 = 0$ вычисляются по формулам:

$$\begin{aligned} k_R &= 1 - \frac{1}{3} \cdot x_0 \cdot b_0 \cdot L^2, \\ k_x &= 1 - \frac{1}{6} \cdot x_0 \cdot b_0 \cdot \left(1 - \frac{r_0^2}{x_0^2}\right) \cdot L^2 \\ k_D &= 1 + \frac{1}{12} \cdot x_0 \cdot b_0 \cdot L^2 \end{aligned} \quad (3.9)$$

где k_R, k_x, k_D – поправочные коэффициенты, учитывающие распределенность соответственно активного и индуктивного сопротивлений и реактивной (емкостной) проводимости; r_0, x_0, b_0 – удельные активное и реактивное сопротивления и удельная реактивная проводимость линии; L – длина линии.

Тогда параметры Π – образной схемы замещения с учетом распределенности параметров находятся по формулам

$$R = r_0 \cdot L \cdot k_r; X = x_0 \cdot L \cdot k_x; B = b_0 \cdot L \cdot k_b. \quad (3.10)$$

Особенность такого способа расчета заключается в том, что расчетные параметры могут быть определены только по концам линии. Если требуется информация о параметрах режима в других точках линии, ее разбивают на участки, каждый из которых представляют своей Π -образной схемой замещения с учетом распределенности параметров по формулам (3.9) и (3.10). В итоге получается цепочная схема замещения, по которой переходя от участка к участку ведут расчет параметров режима.

3.3 Расчет режимов напряжений и реактивных мощностей

Из первого уравнения (3.7) линий без потерь можно получить выражение для определения напряжения на расстоянии l_x от конца линии в зависимости от передаваемой по ней активной p_2 и реактивной q_2 мощности

$$\underline{U}_x^* = \cos(\alpha_0 l_x) + q_2 \sin(\alpha_0 l_x) + j p_2 \sin(\alpha_0 l_x), \quad (3.11)$$

где $\underline{U}_x^* = \frac{U_x}{U_{баз}}$; $q_2 = \frac{Q_2}{P_{нат}}$; $p_2 = \frac{P_2}{P_{нат}}$ – соответственно значения напряжения, реактивной и активной мощности в относительных единицах при базисных значениях напряжения $U_{баз} = U_2$ и натуральной мощности $P_{нат} = U^2/Z_B$.

При работе линии без перепада напряжения ($U_1 = U_2$) распределения напряжений вдоль линии будут симметричны относительно напряжения в середине линии, которое можно определить по формуле

$$\underline{U}_{ср}^* = \cos \frac{\alpha_0 L}{2} + q_2 \cdot \sin \frac{\alpha_0 L}{2} + j p_2 \cdot \sin \frac{\alpha_0 L}{2} \quad (3.12)$$

В режиме холостого хода линии при разомкнутом его конце $p_2=0$ и $q_2=0$. Тогда из выражения (3.11) следует, что

$$\underline{U}_1^* = \frac{U_1}{U_2} = \cos(\alpha_0 L)$$

или

(3.13)

$$\underline{U}_2 = \frac{U_1}{\cos(\alpha_0 L)}$$

Значения реактивных мощностей по концам линии без потерь в зависимости от передаваемой активной мощности и напряжений в начале и конце линии могут быть определены по формулам

(3.14)

$$q_1 = \operatorname{ctg}(\alpha_0 L) - \frac{U_1}{U_2} \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\alpha_0 L)} - p_2^2}$$

$$q_2 = -\operatorname{ctg}(\alpha_0 L) + \frac{U_2}{U_1} \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\alpha_0 L)} - p_2^2}$$

3.4 Энергоэффективность в системообразующих сетях по критерию минимума потерь активной мощности

Задача оценки энергоэффективности заключается в нахождении такого режима работы сети, когда суммарные потери активной мощности будут минимальными.

(3.15)

$$\Delta P = \Delta P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{к}} \rightarrow \min,$$

где $\Delta P_{\text{н}}$ и $\Delta P_{\text{к}}$ – нагрузочные потери и потери на корону по активной мощности.

Нагрузочные потери мощности от передачи только активной мощности P по линии с активным сопротивлением $R_{\text{л}}$ определяется по формуле

(3.16)

$$\Delta P_{\text{н}} = \left(\frac{P}{U}\right)^2 \cdot R_{\text{л}}$$

Потери активной мощности на корону можно оценить по формуле

$$\Delta P_{\text{к}} = \Delta P_{\text{рук}} \cdot L \cdot K_{\text{г}} \quad (3.17)$$

где $\Delta P_{\text{рук}}$ – удельные потери активной мощности на корону при номинальном напряжении $U_{\text{ном}}$;

L -длина линии;

$K_{\text{г}}$ -коэффициент, позволяющий уточнить потери мощности на корону, если рабочее напряжение U отличается от $U_{\text{ном}}$.

$$K_{\text{г}} = 6,88 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 - 5,88 \frac{U}{U_{\text{ном}}} \quad (3.18)$$

В сетях напряжением 330 и 750 кВ максимально допустимое рабочее напряжение обусловлено нормальной работой изоляции электрооборудования и составляет соответственно 363 и 787 кВ. Минимально допустимое рабочее напряжение ограничено условиями устойчивости и регулированием напряжения в сетях пониженного напряжения.

Значения удельных потерь мощности на корону $\Delta P_{\text{рук}}$ зависят от погодных условий (хорошая погода, сухой снег, дождь, изморозь) и для линий разных номинальных напряжений и конструкций фазы представлены в [2, табл.3.10]

Анализ формулы (3.16) показывает, что с увеличением уровня напряжения U в линии нагрузочные потери активной мощности уменьшаются. При этом величина потерь зависит также от передаваемой мощности. Из формул (3.17) и (3.18) следует, что при повышении уровня напряжения потери активной мощности на корону увеличиваются. Значит для разного сочетания передаваемых по линии мощностей и погодных условий существуют разные оптимальные уровни напряжения, которые обеспечивают выполнение критерия минимума суммарных потерь активной мощности в соответствии с формулой (3.15).

3.5 Энергоэффективность в системообразующих сетях по критерию минимума потерь электроэнергии

Если оптимизация режима электрической сети осуществляется за какой-то период времени, то в качестве критерия используют потери электроэнергии:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta W_i \rightarrow \min \quad (3.19)$$

где ΔW_i – потери электроэнергии в i -ом элементе сети за рассматриваемый период, МВт·ч; n – количество элементов сети.

Как известно, суммарные потери электроэнергии в линиях состоят из двух составляющих: потерь электроэнергии на корону ΔW_K и нагрузочных потерь электроэнергии ΔW_H :

$$\Delta W = \Delta W_H + \Delta W_K. \quad (3.20)$$

Для расчёта среднегодовых потерь электроэнергии используется метод времени максимальных потерь.

Время максимальных потерь $\tau_{нб}$ – это условное время, в течение которого в элементе сети, обладающем сопротивлением R и работающем с наибольшей нагрузкой, выделялись бы такие же потери электроэнергии, как и при работе по действительному графику нагрузки в течении года ($T=8760$ ч).

В практических расчётах для типовых графиков время максимальных потерь часто рассчитывают по формуле В.В. Кезевича:

$$\tau_{нб} = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \quad (3.21)$$

где $T_{нб}$ – время использования наибольшей нагрузки, ч.

Среднегодовые потери электроэнергии в воздушных линиях, при использовании метода максимальных потерь, определяются по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta P_{кор.i} \cdot T_i + \Delta P_H \cdot \tau_{нб} \quad (3.22)$$

где $\Delta P_{кор.i}$ – потери активной мощности на корону при i -ом виде погоды, МВт;

T_i – продолжительность i -го вида погоды, ч;
 ΔP_H – нагрузочные потери активной мощности, МВт
 $\tau_{нб}$ – время максимальных потерь, ч.

Значения времени продолжительности i -ого вида погоды представлены в [3, таблица 3.11].

Немаловажным фактором, для определения оптимального уровня напряжения, являются потери электроэнергии по сезонам года. В каждом сезоне года присутствуют свои погодные условия. К примеру для лета – это хорошая погода и дождь, а для зимы – хорошая погода, сухой снег, дождь и изморозь и т.д. Потери электроэнергии на корону зависят от погодных условий, следовательно, необходимо распределить время погодных условий, которые происходят в данном сезоне года.

Потери электроэнергии для каждого сезона года описываются формулами:

Лето

$$\Delta W_{\Sigma} = (\Delta P_{кхп} \cdot T_{хп} + \Delta P_{кд} \cdot T_{д}) + \frac{\Delta P_H \cdot \tau_{нб}}{4}, \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (3.23)$$

где $\Delta P_{кхп}$ – потери активной мощности на корону при хорошей погоде, МВт;

$T_{хп}$ – продолжительность хорошей погоды, ч;

$\Delta P_{кд}$ – потери активной мощности на корону при дожде, МВт;

$T_{д}$ – продолжительность погоды при дожде, ч;

Осень

$$\Delta W_{\Sigma} = (\Delta P_{кхп} \cdot T_{хп} + \Delta P_{кд} \cdot T_{д}) + \frac{\Delta P_H \cdot \tau_{нб}}{4}, \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (3.24)$$

Зима

$$\Delta W_{\Sigma} = (\Delta P_{кхп} \cdot T_{хп} + \Delta P_{кд} \cdot T_{д} + \Delta P_{ксс} \cdot T_{сс} + \Delta P_{киз} \cdot T_{из}) + \frac{\Delta P_H \cdot \tau_{нб}}{4}, \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (3.25)$$

где $\Delta P_{к.с.с.}$ – потери активной мощности на корону при сухом снеге, МВт;

$T_{с.с.}$ – продолжительность погоды при сухом снеге, ч;

$\Delta P_{к.из.}$ – отери активной мощности на корону при изморози, МВт;

$T_{из.}$ – продолжительность погоды при изморози, ч;

Весна

$$\Delta W_{\Sigma} = (\Delta P_{к.х.п.} \cdot T_{х.п.} + \Delta P_{к.д.} \cdot T_{д.}) + \frac{\Delta P_{н.} \cdot T_{н.с.}}{4}, \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (3.26)$$

3.6 Примеры задач для решения

Пример 3.1. Определить натуральную мощность воздушной линии напряжением 750 кВ длиной 400 км, выполненной расщепленной фазой 5хАС – 300/66.

Пример 3.2 .Определить натуральную мощность воздушной линии напряжением 330 кВ длиной 150 км, выполненной расщепленной фазой 2хАС - 500/64.

Пример 3.3. Для линии из примера 3.1 построить зависимость $\delta Q = f(P)$, приняв, что P изменяется в диапазоне от 0 до 1,5 $P_{нат.}$.

Пример 3.4. Для линии из примера 3.2 построить зависимость $\delta Q = f(P)$, приняв, что P изменяется в диапазоне от 0 до 1,5 $P_{нат.}$.

Пример 3.5. К началу воздушной линии напряжением 330 кВ длиной 160 км, выполненной расщеплённой фазой 2×АС-300/39, подведены мощность $P_1=250$ МВт с $\cos \varphi_1=1$ и напряжение $U_1=330$ кВ. Определить напряжение U_2 и мощность S_2 в конце линии, используя П-образную схему замещения. Активной проводимостью линии пренебречь.

Пример 3.6. Для линии с исходными данными из примера 3.5 определить напряжение и мощность в конце линии (U_2 и S_2), а также на расстоянии 80 км от начала линии, используя основные уравнения линии.

Пример 3.7. В конце воздушной линии напряжением 750 кВ длиной 400 км, выполненной расщепленной фазой 5хАС-300/66, подключена нагрузка $P_2=1500$ МВт с $\cos\varphi=1$ и поддерживается напряжение $U_2=750$ кВ. Определить напряжение \underline{U}_1 и мощность \underline{S}_1 в начале линии, используя П-образную схему замещения. Активной проводимостью линии пренебречь.

Пример 3.8. Для линии с исходными данными, приведенными в примере 1, определить \underline{U}_1 и \underline{S}_1 используя основные уравнения линии.

Пример 3.9. Для воздушной линии напряжением 750 кВ длиной 500 км без потерь, выполненной расщепленной фазой 5хАС-400/51, определить реактивные мощности в начале и конце линии при следующих значениях активной мощности в конце линии P_2 : $0,5 P_{\text{нат}}$; $P_{\text{нат}}$; $1,5 P_{\text{нат}}$.

Пример 3.10. Для воздушной линии с параметрами, приведенными в примере 3.9, работающей без перепада напряжения, определить напряжение в середине линии при передаче активной мощности P_2 , равной: $0,5 P_{\text{нат}}$; $1,5 P_{\text{нат}}$.

Пример 3.11. По воздушной линии напряжением 750 кВ длиной 500 км, выполненной расщепленной фазой **5 х АС – 240/56**, передается мощность $P=500$ МВт при хорошей погоде. Определить при каком значении напряжения из трёх возможных (720; 750 или 780 кВ) суммарные потери активной мощности в линии будут минимальны.

Пример 3.12. По воздушной линии с исходными данными из примера 3.11, передается мощность $P=1000$ МВт при хорошей погоде. Определить при каком значении напряжения из трёх возможных (720; 750 или 780 кВ) суммарные потери активной мощности в линии будут минимальны.

Пример 3.13. По воздушной линии напряжением 330 кВ длиной 160 км, выполненной расщепленной фазой **2 х АС – 300/39**, передается мощность $P=360$ МВт при дожде. Определить при каком значении напряжения из трёх возможных (300; 330 или 360 кВ) суммарные потери активной мощности в линии будут минимальны

Пример 3.14. По воздушной линии напряжением 750 кВ длиной 420 км, выполненной расщепленной фазой **5 х АС – 240/56**, передается мощность $P=400$ МВт. Определить суммарные потери

активной мощности для трёх значений напряжения (720; 750 или 780 кВ) при хорошей погоде и дожде.

Пример 3.15. Определить оптимальный уровень напряжения, по среднегодовым потерям электроэнергии, для воздушной линии 330 кВ при передаваемой мощности $P=100$ МВт, времени использования наибольшей нагрузки $T_{нб}=4000$ ч. Линия выполнена проводом 2хАС-400/51. Удельные потери активной мощности на корону принять из [2,таблица 3.10]. По вычисленным данным построить график зависимости $\Delta W_2 = f(U)$, определить оптимальный уровень напряжения.

Пример 3.16. Определить оптимальный уровень напряжения в летний период по потерям электроэнергии для данного сезона года, для воздушной линии 330 кВ при передаваемой мощности $P=120$ МВт, времени использования наибольшей нагрузки $T_{нб}=5000$ ч. Линия выполнена проводом 2хАС-300/39. Удельные потери активной мощности на корону принять из [2,таблица 3.10]. По вычисленным данным построить график зависимости $\Delta W_2 = f(U)$, определить оптимальный уровень напряжения.

4. Инновационные способы повышения энергоэффективности в системообразующих сетях

Как отмечалось, одной из составляющих потерь активной мощности и электроэнергии в линиях 330-750 кВ являются потери на коронный разряд.

К типовым мероприятиям по снижению потерь на корону относятся: увеличение диаметра провода, расщепление провода, регулирование напряжения и др. К инновационным способам снижения потерь на корону можно отнести: изменение поверхности провода, изменение сплава провода и его структуры, нанесение специальных покрытий на внешнюю поверхность провода и пр.

Учитывая, что замена проводов на большее сечение или изменение конструкции фазы связано фактически с полной реконструкцией ВЛЭП, в настоящий момент могут быть выделены два основных направления работы с обоснованными затратами:

- совершенствование систем регулирования напряжения на подстанциях и электростанциях;

- замена проводов на провода аналогичного сечения со сниженными потерями или доработка проводов для снижения потерь.

4.1 Режимное управление

Максимальные потери на корону характерны для повышенных напряжений на ВЛЭП при слабой их загрузке, а также при плохой погоде. В условиях слабой загрузки ВЛ, когда напряжение в линии превосходит номинальное на 5% и выше, регулированием напряжения можно понизить потери электроэнергии в сети более чем на 30%. Потери мощности на корону в хорошую погоду невелики. Поэтому напряжение, с целью снижения потерь на корону, целесообразно регулировать в плохую погоду, когда потери на корону возрастают на 1 - 2 порядка, а продолжительность этих потерь составляет 1-2 тыс. час и более, что видно на примере двух городов, расположенных на юге и севере России.

Планирование режимов с учетом потерь на корону сталкивается со значительными трудностями ввиду того, что погода носит вероятностный характер, а также сильно сказываются условия прохождения каждой линии. Чтобы осуществлять оперативное управление напряжением в сети, необходимо иметь текущие и прогнозные значения потерь в проводах и на корону, кроме того необходимо учитывать условия нагрева и охлаждения проводов ВЛ. Так при безветренной погоде на солнце температура провода может увеличиться более чем на 20°C по отношению к температуре воздуха. Поэтому планирование режимов с учетом потерь на корону в настоящее время только прорабатывается.

4.2 Новые провода и покрытия

Исследованиями и практикой выявлено, что в моменты плохой погоды (высокая влажность, изморозь, гололёд, осадки), которая составляет от 10 до 20% от всего времени в году расходуется более 80% всех потерь на корону. Одним из перспективных решений для борьбы с коронным разрядом является получение и нанесение защитных покрытий, на поверхности которых не образуются капли при дожде и изморозь. В таком случае потери на корону могут быть снижены на величину порядка 50% или 15-20% от всех потерь в ЛЭП.

Эффект короны существенно различно проявляется при различных осадках. При этом потери мощности на корону в зависимости от вида погоды, также связаны, как с изменением радиуса кривизны провода, так и с напряженностью поля и условий её образования (влажность, давление, температура). Наиболее низкие потери наблюдаются при сухой погоде на чистом проводе, тогда как при наличии отложений на проводе интенсивность коронного разряда резко увеличивается. Так, при дожде и изморози потери на корону могут увеличиться в 10-20 раз.

Очевидной становится идея уменьшить потери мощности при передаче электроэнергии за счет механизма уменьшения потерь на корону до уровня потерь при хорошей погоде, а именно исключение возможности образования на поверхности провода капель воды и изморози.

В результате проводимых исследований было установлено, что задачу по устранению или заметному снижению капель с поверхности можно решить двумя путями: придание поверхности супер-гидрофобных (невозможность образования капель ввиду эффекта поверхностного натяжения) или супер-гидрофильных свойств (равномерное смачивание вдоль всего провода тонкой пленкой).

Принципиально достижимые краевые углы смачивания для гладких поверхностей лежат в диапазоне 22° - 106° . Для получения и супер-гидрофильных и супер-гидрофобных поверхностей с краевым углом смачивания менее 20° и более 140° необходимо использовать совместное влияние химической структуры и шероховатости поверхности.

Именно подбором поверхностной текстуры можно достичь супер-гидрофильных и супер-гидрофобных состояний, которые позволят существенно снизить потери на корону.

Вместе с тем существующие покрытия в настоящее время резко ухудшают свои свойства в течение эксплуатации на открытом воздухе и их защитные свойства проявляются в течение 1-5 лет, поэтому наиболее перспективным направлением исследования является вопрос разработки покрытия, стойкого к природным факторам и электромагнитному полю, обладающего функциями восстановления (самоочистки) за счет использования солнечной радиации или энергии электромагнитного поля. Так, на сегодня известно и широко применяется самоочищающееся стекло, которое очищается за счет солнечной радиации.

Другим направлением может являться разработка принципиально новых сложных функциональных покрытий, использующих дополнительные свойства электрического поля по принципу действия. Могут быть использованы явления токов высоких частот, ультразвуковых колебаний, явления поляризации, механизмы которых могут быть запущены или усилены поляризацией или токами высших частот которые присущи механизму образования и поддержания коронного разряд, что в сочетании с комбинацией гидрофильного/гидрофобного покрытиями, могут давать высокие характеристики по устойчивости к образованию коронного разряда.

При разработке технологического метода нанесения покрытия с такими свойствами на неизолированные провода марки АС действующих воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше, с помощью средств высокой механизации и современных технологий нанесения покрытий можно ожидать существенное снижение среднегодовых потерь мощности на корону.

Основные требования к покрытиям и методам их нанесения:

- технологичность нанесения с применением стандартных способов и оснастки;
- низкая цена покрытия с учётом использования распространённых материалов,
- длительный срок службы (от 10 лет и более);
- химическая инертность к материалу провода;
- стойкость к солнечной радиации, к озону, к воздействию электромагнитного поля, стойкостью к механическому истиранию,
- стойкостью к абразивному износу в период эксплуатации,
- иметь диапазон рабочих температур от -60°C до $+120^{\circ}\text{C}$.
- возможностью нанесения на неизолированные провода действующих ВЛ.
- стойкостью к нагреву до температур 95°C в течение 1 часа неограниченное число раз;
- при протекании токов молнии по проводу ВЛ не должно быть снижения эффективности работы покрытия, за исключением области расплавления проволок провода.
- уменьшение теплоотдачи воздуху за счет более низкой теплопроводности полимерных слоев не должно приводить к потере токовой пропускной способности провода более чем на 5%.

- должно выдерживать многократные удлинения и сжатия вдоль оси провода на величину вплоть до 10% и радиальные изменения диаметра провода до 0.1 %.
- должно выдерживать многократные изгибные деформации вплоть до радиуса изгиба 5 диаметров провода.
- толщина и плотность покрытия должны быть такими, чтобы погонная масса провода увеличивалась не более чем на 1%.
- быть стойким к электрическим и магнитным полям частоты 50 Гц напряженностей и градиентов, возникающих на поверхности и внутри покрытия.

4.3 Примеры задач для решения

Пример 4.1 Воздушная линия напряжением 750 кВ длиной 400 км выполнена расщеплённой фазой 5хАС-240/56. Оценить, на сколько снизятся потери электроэнергии на корону, если линия будет выполнена новыми проводами, практически исключая возможности образования на поверхности провода капель воды и изморози. Длительность разных видов погоды в течение года принять следующей: хорошая погода – 7120 ч; сухой снег – 800 ч; дождь – 500 ч; изморозь – 340 ч.

Пример 4.2 Для линии с исходными данными, приведенными в примере 4.1 определить величину снижения среднегодовых потерь активной мощности при применении новых проводов с указанными свойствами.

Литература

1. Поспелов, Е.Г. Электрические системы и сети: учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. – Минск : Технопринт, 2004. - 720с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / по ред. Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: НЦ ЭНАС, 2006. – 352с.
3. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии / А.А. Герасименко, Федин В.Т. – Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 715с.
4. Лычев, П.В. – Электрические системы и сети. Решение практических задач / П.В. Лычев, В.Т. Федин. – Минск : Дизайн ПРО, 1997 – 192с.
5. Энергоэффективные провода нового поколения для ЛЭП / ООО СимРосс – Ламифил / Каталог, 2014. – 26с.

Лычев Петр Васильевич

**ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ**

**Практикум
для студентов специальности
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 14.01.19.

Рег. № 10Е.

<http://www.gstu.by>