

621.315
А 46

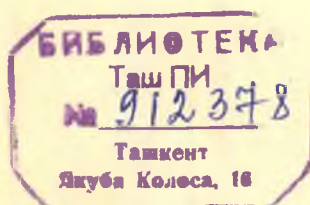
Министерство высшего и среднего специального образования РСФСР

ЛЕНИНГРАДСКИЙ ОРДЕНА ЛЕНИНА
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
имени М. И. КАЛИНИНА

Г. Н. АЛЕКСАНДРОВ

СВЕРХВЫСОКИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Учебное пособие



1972

Излагаются вопросы теории и методов расчета проводов воздушных линий электропередачи сверхвысокого напряжения на основе требований ограничения коронного разряда и обеспечения передачи энергии при экономической плотности тока, выбора основных параметров изолирующей подвески проводов и воздушных промежутков на опоре и в пролете линий.

Книга предназначена для студентов электро-энергетических факультетов и может быть полезна инженерам и техникам проектных и эксплуатационных электроэнергетических организаций.

ВВЕДЕНИЕ

Широкое распространение в СССР электропередач сверхвысокого напряжения 330—500 кВ, перспективы дальнейшего повышения номинального напряжения электропередач переменного тока до 1000—1500 кВ и выше, специфические особенности конструирования таких передач определяют целесообразность посвящения им специального курса.

В курсе излагаются основы методики выбора изоляционных конструктивных элементов воздушных линий электропередачи сверхвысокого напряжения. При этом воздух рассматривается в качестве одного из основных элементов изоляционной конструкции воздушной линии (ВЛ). Действительно, провода ВЛ по всей длине изолированы относительно земли и между собой (между фазами) только воздухом. Лишь в отдельных точках провода подвешиваются к опорам с помощью гирлянд изоляторов.

Вся изоляция ВЛ подвергается воздействию рабочего напряжения в соответствии с условиями эксплуатации, внутренних и грозовых перенапряжений, а также различных метеорологических факторов: колебаний давления, температуры, влажности воздуха, различного рода увлажнений (дождь, туман, роса, мокрый снег) и других осадков (изморозь, гололед), воздействию ветра и т. п. Перечисленный комплекс воздействий на конструкции линии в сочетании с требованиями бесперебойного электроснабжения потребителей, с доступностью трассы линии для людей и животных (отсутствие ограждений), а также с необходимостью обеспечения профилактических и ремонтных работ на линиях определяет четыре различные группы требований к конструктивным элементам электропередачи для обеспечения:

- 1) надежной работы изоляции при всех перечисленных воздействиях напряжения и метеорологических условий;
- 2) безопасности перемещения людей, животных и механизмов (комбайны, подъемные краны) под линиями, а также безопасности работы эксплуатационного персонала;
- 3) максимальной экономической эффективности электропередачи с учетом капитальных затрат, потерь энергии в про-

водах и в изоляции (в воздухе) и ущербов от перерывов электроснабжения;

4) ограничения радиопомех от элементов электропередачи.

Критерии выбора изоляции по требованиям 1 и 3 формулируются на основе технико-экономических расчетов, исходя из условия обеспечения минимума приведенных затрат (приведенных к одному году) на сооружение и эксплуатацию

$$Z = (p_n + p_a)K + И, \quad (1)$$

где K — капитальные вложения;

$И$ — ежегодные издержки производства, включая ущербы от перерыва электроснабжения предприятий и стоимость потерь энергии в элементах электропередачи;

p_n — норма эффективности капиталовложений;

p_a — норма амортизационных отчислений.

Например, по требованию 1 при увеличении капиталовложений в изоляцию и средства ограничения перенапряжений (т. е. при увеличении электрической прочности изоляции и снижении уровня перенапряжений) уменьшается ущерб от перерыва электроснабжения из-за уменьшения числа перекрытий изоляции. Противоположные тенденции изменения первого и второго членов правой части формулы (1) определяют наличие минимума приведенных затрат при некоторой конструкции изоляции.

Требование 2 определяет минимальную высоту проводов над землей, размеры воздушных промежутков на опорах для обеспечения безопасности подъема эксплуатационного персонала на опоры под напряжением для осмотра гирлянд и арматуры. В ряде случаев требование 2 оказывается более жестким, чем требование 1, что ограничивает возможности оптимизации изоляции по критерию 1.

Основным источником радиопомех является стримерная корона на проводах линий, на ошиновке и высоковольтном оборудовании подстанций. Поэтому требование 4 удовлетворяется путем ограничения напряженности поля на поверхности проводов, устройства специальных экранов, уменьшающих напряженность поля на токоведущих и других конструктивных элементах высоковольтного оборудования.

Таким образом, выбор конструктивных элементов ВЛ сверхвысокого напряжения представляет собой комплексную техническую и экономическую задачу, от решения которой в значительной степени зависит экономичность электропередачи. Очевидно, что отыскание экономического оптимума предполагает выяснение связей между параметрами, определяющими технические и экономические характеристики элек-

тропередач, а также основных закономерностей явлений, влияющих на эти параметры. Вследствие этого в курсе сначала излагаются вопросы теории тех или иных элементов ВЛ, а затем формулируется методика их выбора и рассматриваются конкретные примеры. Курс состоит из трех разделов, посвященных выбору основных элементов ВЛ: проводов, их изолирующей подвески и габаритов опор. Наиболее подробно изложен раздел, посвященный проводам, поскольку именно провода определяют экономические показатели электропередачи, составляя 30 — 40% стоимости ВЛ. Кроме того, провода определяют нагрузки на опоры, фундаменты и гирлянды. В итоге большая часть стоимости ВЛ определяется конструкцией проводов. К тому же в настоящее время практически отсутствует учебное пособие, излагающее современное состояние теории и методов выбора расщепленных проводов ВЛ.

Глава первая

ПРОВОДА ЛИНИЙ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

§ 1. Расщепленные провода. Параметры линий с расщепленными проводами

Идея применения нескольких проводов в фазе ВЛ (расщепленных проводов) принадлежит академику В. Ф. Миткевичу (1910 г.). Наиболее целесообразно расположение составляющих расщепленного провода в вершинах правильного многоугольника (рис. 1), поскольку при этом заряды на всех составляющих одинаковы. Соответственно одинакова и напряженность поля на всех составляющих.

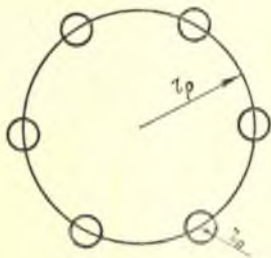


Рис. 1. Провод, расщепленный на 6 составляющих

При расположении составляющих расщепленного провода, согласно рис. 1, основными его параметрами являются: число составляющих n , их радиус r_0 и радиус окружности, проведенной через оси составляющих (радиус расщепления).

Связь между потенциалом провода U (например, относительно земли) и суммарным зарядом на проводе $q = nq_0$ (q_0 — заряд на одном из составляющих) с высокой степенью точности может быть определена исходя из предположения, что заряд на каждом из составляющих расположен равномерно по поверхности, что эквивалентно его расположению на оси составляющих*. Тогда потенциал, например, в точке M одного из составляющих при высоте провода H над землей

* В действительности влияние одноименных зарядов составляющих друг на друга приводит к неравномерности их распределения по поверхности составляющих (см § 1).

определится соотношением (рис. 2)

$$U_M \cong \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0} \left(n \ln 2H - \ln r_0 - \ln 2r_p \sin \frac{\pi}{n} - \ln 2r_p \sin \frac{2\pi}{n} - \dots \right. \\ \left. \dots - \ln 2r_p \sin \frac{(n-1)\pi}{n} \right) = \frac{nq_0}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2H}{\sqrt[n]{r_0 (2r_p)^{n-1} \prod_{k=1}^{n-1} \sin \frac{k\pi}{n}}}, \quad (2)$$

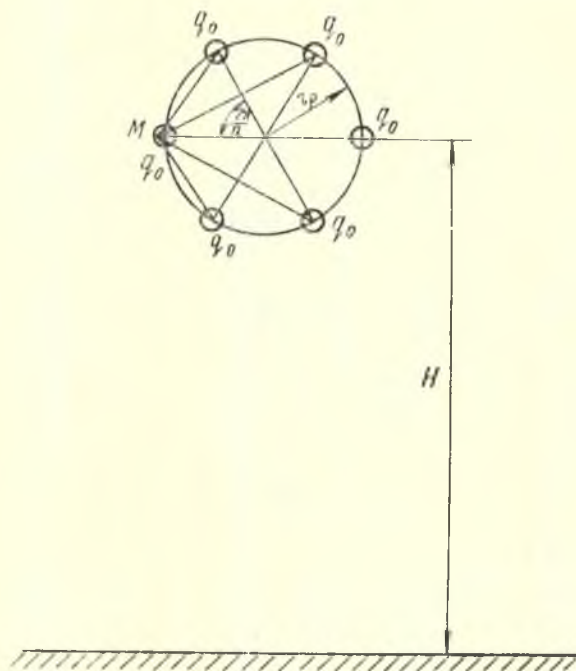


Рис. 2. К вычислению потенциала расщепленного провода относительно земли

где расстояние между проводом, на поверхности которого вычисляется потенциал, и поочередно остальными равно

$$d_{0k} = 2r_p \sin \frac{k\pi}{n}, \quad (3)$$

ϵ_0 — диэлектрическая проницаемость вакуума ($\epsilon_0 = \frac{1}{4\pi \cdot 9 \cdot 10^9} \text{ ф/м}$).

Формула (2) может быть существенно упрощена: поскольку

$$\prod_{k=1}^{n-1} \sin \frac{k}{n} \pi = \frac{n}{2^{n-1}}, \quad (4)$$

то

$$U_M = \frac{nq_0}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2H}{\sqrt[n]{nr_0r_p^{n-1}}} = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2H}{r_p \sqrt[n]{\frac{nr_0}{r_p}}}. \quad (5)$$

Полученное соотношение справедливо при $H \gg r_p$ и $r_p \gg r_0$, когда расстояния между произвольной точкой M поверхности одного из проводов и осями других можно приближенно вычислять по формуле (3), а расстояния до отраженных в плоскости земли проводов можно принять равными расстоянию между осями симметрии расщепленного провода и его отражения в плоскости земли, т. е. удвоенной высоте H провода над землей.

Рассматривая систему проводов в пучке расщепленной фазы как один расщепленный провод, можно использовать формулу (5) для определения его эквивалентного радиуса $r_э$, т. е. радиуса такого одиночного провода, который при том же потенциале имеет тот же заряд q . Согласно формуле (5) этот радиус

$$r_э = r_p \sqrt[n]{\frac{nr_0}{r_p}}. \quad (6)$$

Одиночный провод с радиусом $r_э$ тождествен расщепленному только по емкости. Что касается других характеристик расщепленного и эквивалентного одиночного проводов, то они существенно различны. Например, существенно различна напряженность электрического поля на поверхности проводов расщепленной фазы и эквивалентного одиночного провода, так как поверхность последнего $\Pi_0 = 2\pi r_э$ много больше суммарной поверхности расщепленного провода $\Pi_p = 2\pi r_0 n$. Действительно, согласно (6)

$$\frac{\Pi_0}{\Pi_p} = \frac{r_э}{nr_0} = \left(\frac{r_p}{nr_0} \right)^{1 - \frac{1}{n}}, \quad (7)$$

причем, как правило, на линиях электропередачи $r_p > 3,3nr_0$ (см. § 6).

При увеличении числа составляющих n эквивалентный радиус $r_э$ приближается к радиусу расщепления, так как при увеличении n величина $\sqrt[n]{nr_0/r_p}$ приближается к единице.

Использование формулы (6) позволяет существенно упростить задачу вычисления рабочих емкостей трехфазной линии электропередачи переменного тока с расщепленными проводами. Собственные и взаимные потенциальные коэффициенты проводов линии при этом равны соответственно:

$$\alpha_k = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2H_{\epsilon k}}{r_{\epsilon k}}; \quad (8)$$

$$\alpha_{kl} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{\sqrt{(H_{\epsilon k} + H_{\epsilon l})^2 + D_{kl}^2} - (H_{\epsilon k} - H_{\epsilon l})}{D_{kl}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \sqrt{1 + 4 \frac{H_{\epsilon k} H_{\epsilon l}}{D_{kl}^2}}, \quad (9)$$

где k и l — номера проводов ($k = 1, 2, 3; l = 1, 2, 3; k \neq l$);
 $H_{\epsilon k}$ — эквивалентная высота k -го провода над землей;
 D_{kl} — расстояние между осями симметрии расщепленных проводов.

Эквивалентная высота провода $H_{\epsilon k}$ определяется из условия равенства емкостей действительного провода, провисающего в пролете со стрелой f_k , и эквивалентного, натянутого без провеса (условно). С высокой степенью точности

$$H_{\epsilon k} = H_{min} + 1/3 f_k, \quad (10)$$

где H_{min} — минимальная высота провода в пролете над землей.

С учетом (8), (9) система уравнений Максвелла для трехфазной линии с потенциалами проводов U_k и зарядами на проводах q_k имеет вид:

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= \alpha_1 q_1 + \alpha_{12} q_2 + \alpha_{13} q_3; \\ U_2 &= \alpha_{21} q_1 + \alpha_2 q_2 + \alpha_{23} q_3; \\ U_3 &= \alpha_{31} q_1 + \alpha_{32} q_2 + \alpha_3 q_3. \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

При заданных значениях потенциалов U_k решения системы (11) определяют величины зарядов на проводах

$$q_1 = \frac{(\alpha_2 \alpha_3 - \alpha_{23}^2) U_1 + (\alpha_{23} \alpha_{13} - \alpha_3 \alpha_{12}) U_2 + (\alpha_{12} \alpha_{23} - \alpha_2 \alpha_{13}) U_3}{\Delta}; \quad (12)$$

$$q_2 = \frac{(\alpha_{23} \alpha_{13} - \alpha_3 \alpha_{12}) U_1 + (\alpha_1 \alpha_3 - \alpha_{13}^2) U_2 + (\alpha_{12} \alpha_{13} - \alpha_1 \alpha_{23}) U_3}{\Delta}; \quad (13)$$

$$q_3 = \frac{(\alpha_{12} \alpha_{23} - \alpha_2 \alpha_{13}) U_1 + (\alpha_{12} \alpha_{13} - \alpha_1 \alpha_{23}) U_2 + (\alpha_1 \alpha_2 - \alpha_{12}^2) U_3}{\Delta}, \quad (14)$$

где

$$\Delta = \alpha_2 (\alpha_1 \alpha_3 - \alpha_{13}^2) + 2\alpha_{13} \alpha_{12} \alpha_{23} - \alpha_1 \alpha_{23}^2 - \alpha_3 \alpha_{12}^2. \quad (15)$$

В симметричном трехфазном режиме система (11) может быть написана в символической форме. При этом отношения комплексов заряда и напряжения каждой из фаз согласно формулам (12), (13), (14) составляют:

$$\frac{\dot{q}_1}{\dot{U}_1} = \frac{\alpha_2 \alpha_3 - \alpha_{23}^2 + \left(\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}\right)(\alpha_3 \alpha_{12} - \alpha_{23} \alpha_{13}) + \left(\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}\right)(\alpha_2 \alpha_{13} - \alpha_{12} \alpha_{23})}{\Delta}; \quad (16)$$

$$\frac{\dot{q}_2}{\dot{U}_2} = \frac{\alpha_1 \alpha_3 - \alpha_{13}^2 + \left(\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}\right)(\alpha_1 \alpha_{23} - \alpha_{12} \alpha_{13}) + \left(\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}\right)(\alpha_3 \alpha_{12} - \alpha_{23} \alpha_{13})}{\Delta}; \quad (17)$$

$$\frac{\dot{q}_3}{\dot{U}_3} = \frac{\alpha_1 \alpha_2 - \alpha_{12}^2 + \left(\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}\right)(\alpha_1 \alpha_{23} - \alpha_{12} \alpha_{13}) + \left(\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}\right)(\alpha_2 \alpha_{13} - \alpha_{12} \alpha_{23})}{\Delta}. \quad (18)$$

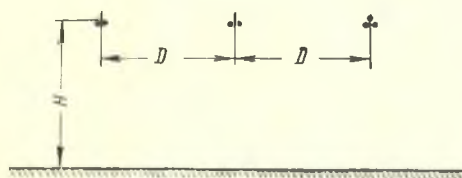


Рис. 3. Поперечный профиль линии с горизонтальным расположением проводов

Вещественные части отношений $\dot{q}_k/\dot{U}_k$ являются рабочими емкостями соответствующих фаз ВЛ. Мнимые их части определяют активные составляющие токов, находящиеся в фазе и в противофазе с напряжением.

Для линий с горизонтальным расположением

проводов (рис. 3) выполняются равенства:

$$\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3; \quad \alpha_{12} = \alpha_{13}.$$

При этом рабочая емкость средней фазы линии

$$C_2 = \frac{\alpha_2 + \alpha_{12} + \alpha_{13}}{\alpha_2 (\alpha_2 + \alpha_{13}) - 2\alpha_{12}^2} = \\ = 2\pi\epsilon_0 \frac{\ln \frac{2H_2}{r_2} \sqrt{1 + \left(\frac{2H_2}{D}\right)^2} \sqrt{1 + \left(\frac{H_2}{D}\right)^2}}{\ln \frac{2H_2}{r_2} \ln \frac{2H_2}{r_2} \sqrt{1 + \left(\frac{H_2}{D}\right)^2} - 2 \left(\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H_2}{D}\right)^2} \right)^2}, \quad (19)$$

где D — расстояние между соседними фазами.

Рабочие емкости крайних фаз

$$C_1 = C_3 = \frac{1}{2} \frac{\alpha_1 - \alpha_{12}}{\alpha_1 - \alpha_{13}} \frac{2\alpha_1 + 3\alpha_{12} + \alpha_{13}}{\alpha_1(\alpha_1 + \alpha_{13}) - 2\alpha_{12}^2} =$$

$$= \pi \epsilon_0 \frac{\ln \frac{2H_3}{r_3} \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{2H_3}{D}\right)^2}}}{\ln \frac{2H_3}{r_3} \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{H_3}{D}\right)^2}}} \times$$

$$\times \frac{\ln \left(\frac{2H_3}{r_3}\right)^2 \left[1 + \left(\frac{2H_3}{D}\right)^2\right]^{3/2} \sqrt{1 + \left(\frac{H_3}{D}\right)^2}}{\ln \frac{2H_3}{r_3} \ln \frac{2H_3}{r_3} \sqrt{1 + \left(\frac{H_3}{D}\right)^2} - 2 \left(\ln \sqrt{1 + \left(\frac{2H_3}{D}\right)^2}\right)^2}. \quad (20)$$

Вычисления показывают, что при отношении $D/H_3 < 1,3$ с достаточной для практики точностью рабочая емкость средней фазы линии с горизонтальным расположением проводов (наибольшая из емкостей трех фаз линии) может быть вычислена по упрощенной формуле, не учитывающей изменения высоты подвески провода

$$C_2 = 1,2 \cdot 2\pi \epsilon_0 \left(\frac{1}{\ln \frac{\sqrt[3]{2} D}{r_3}} - 0,018 \right). \quad (21)$$

При $D/H_3 \geq 1,5$ зависимость рабочей емкости от расстояния между фазами слабее, чем согласно формуле (21), так как преобладающее значение приобретает частичная емкость на землю.

Средняя рабочая емкость линии может быть вычислена с учетом формул (19), (20) из соотношения

$$\bar{C} = \frac{C_1 + C_2 + C_3}{3}.$$

Приближенная оценка средней рабочей емкости трехфазной линии с горизонтальным расположением проводов может быть получена из системы (11) в предположении равенства всех собственных и всех взаимных потенциальных коэффициентов соответственно

$$\bar{C} = \frac{2\pi \epsilon_0}{\ln \frac{\sqrt[3]{2} D}{r_3} \frac{1}{\sqrt[3]{\left[1 + \left(\frac{D}{2H_3}\right)^2\right] \sqrt{1 + \left(\frac{D}{H_3}\right)^2}}}}. \quad (22)$$

Средняя индуктивность на единицу длины трехфазной линии с горизонтальным расположением проводов определяется формулой

$$\bar{L} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{\sqrt[3]{2} D}{r_s} + \frac{\mu}{\mu_0} \frac{1}{4n} \right), \quad (23)$$

где $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ гн/м — магнитная проницаемость вакуума;
 μ — магнитная проницаемость материала проводов;
 n — число составляющих проводов в фазе.

Земля практически не оказывает влияния на магнитное поле линии при напряжении промышленной частоты, что и определяет отсутствие в формуле (23) параметра H_0 в отличие от формулы для рабочей емкости (22).

В формуле (23) для расщепленных проводов второй член в скобках пренебрежимо мал по сравнению с первым. Поэтому формула для волнового сопротивления линии с учетом (22), (23) может быть переписана в виде

$$\begin{aligned} z_n &= \sqrt{\frac{\bar{L}}{\bar{C}}} = \\ &= \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{\mu_0}{\epsilon_0}} \sqrt{\ln \frac{\sqrt[3]{2} D}{r_s} \ln \frac{\sqrt[3]{2} D}{r_s} \frac{1}{\sqrt[3]{1 + \left(\frac{D}{2H_0}\right)^2}} \sqrt{1 + \left(\frac{D}{H_0}\right)^2}} = \\ &= 60 \sqrt{\ln \frac{\sqrt[3]{2} D}{r_s} \ln \frac{\sqrt[3]{2} D}{r_s} \frac{1}{\sqrt[3]{1 + \left(\frac{D}{2H_0}\right)^2}} \sqrt{1 + \left(\frac{D}{H_0}\right)^2}}. \quad (24) \end{aligned}$$

Учет влияния земли на величину волнового сопротивления линии согласно формуле (24) дает незначительную поправку в пределах 2—3% для реальных конструкций линий электропередачи. Поэтому для приближенной оценки волнового сопротивления может быть использована упрощенная формула

$$z_n \cong 60 \ln \frac{\sqrt[3]{2} D}{r_s} = 60 \ln \frac{\sqrt[3]{2} D}{r_p \sqrt[n]{\frac{n r_0}{r_p}}}. \quad (25)$$

Из формул (24), (25) следует, что волновое сопротивление линии повышается с увеличением расстояния между фазами и уменьшается при увеличении радиуса расщепления, числа и радиуса составляющих; увеличение высоты провода над землей приводит к незначительному росту волнового сопротивления линии.

Поскольку натуральная мощность линии обратно пропорциональна волновому сопротивлению линии

$$P_{\text{II}} = 3 \frac{U_{\Phi}^2}{z_R} \cong \frac{U_{\Phi}^2}{20 \ln \frac{3 \sqrt{2} D}{r_0}}, \quad (26)$$

для увеличения пропускной способности электропередачи и улучшения ее экономических показателей следует стремиться к максимально возможному уменьшению расстояния между фазами линии и высоты провода над землей, ограничиваемому требованиями надежности работы электропередачи и безопасности передвижения под линией.

§ 2. Распределение напряженности поля по поверхности расщепленных проводов

Влияние одноименных зарядов на соседних проводах расщепленной фазы вызывает неравномерность распределения напряженности поля на поверхности каждого из проводов. Наиболее просто распределение напряженности поля по поверхности проводов расщепленной фазы может быть вычислено с помощью метода отображения (инверсии) в круге.

Пусть проводящий цилиндр радиуса r_0 находится в поле однородно заряженной нити (с зарядом q_0 на единицу длины), параллельной оси цилиндра (рис. 4). Поместим в точку N' , сопряженную с точкой N , заряд ($-q_0$). Тогда потенциал в точке M

$$U_M = -\frac{q_0}{2\pi\epsilon_0} \ln r_1 + \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0} \ln r_1' = -\frac{q_0}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{r_1}{r_1'}.$$

В частности, на поверхности цилиндра потенциал

$$U_{M'} = -\frac{q_0}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{\sqrt{[a - r_0 \cos(\varphi - \psi)]^2 + r_0^2 \sin^2(\varphi - \psi)}}{\sqrt{[r_0 \cos(\varphi - \psi) - \frac{r_0^2}{a}]^2 + r_0^2 \sin^2(\varphi - \psi)}} = -\frac{q_0}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{a}{r_0},$$

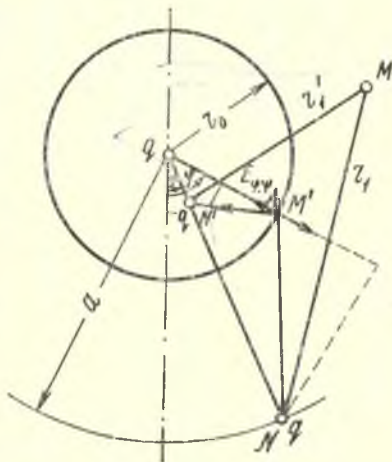


Рис. 4. К вычислению распределения напряженности поля по поверхности составляющих расщепленного провода

т. е. оказывается постоянным по окружности. Таким образом, поле системы зарядов, изображенной на рис. 4, обеспечивает выполнение краевого условия задачи.

Если цилиндр изолирован, то суммарный заряд на его поверхности равен нулю. Чтобы выполнить это условие, необходимо поместить на оси цилиндра заряд q_0 ; при этом краевое условие на поверхности цилиндра не нарушится. Таким образом, поле заряженной нити, параллельной изолированному проводящему цилиндру, определяется наложением полей трех линейных зарядов: заданного заряда q_0 , расположенного на расстоянии a от оси цилиндра; заряда $-q_0$, расположенного на расстоянии r_0^2/a от оси цилиндра, и заряда q_0 на оси цилиндра. Нетрудно показать, что нормальные к поверхности цилиндра составляющие напряженности поля, создаваемые каждым из этих зарядов, равны

$$E_1 = -\frac{q_0}{2\pi\epsilon_0} \frac{a \cos(\varphi - \psi) - r_0}{a^2 - 2ar_0 \cos(\varphi - \psi) + r_0^2};$$

$$E_2 = -\frac{q_0}{2\pi\epsilon_0} \frac{r_0 - \frac{r_0^2}{a} \cos(\varphi - \psi)}{r_0^2 - 2\frac{r_0^3}{a} \cos(\varphi - \psi) + \frac{r_0^4}{a^2}};$$

$$E_3 = \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0 r_0}.$$

Суммируя эти составляющие, получим

$$E = -\frac{2q_0}{2\pi\epsilon_0} \frac{a \cos(\varphi - \psi) - r_0}{a^2 - 2ar_0 \cos(\varphi - \psi) + r_0^2}. \quad (27)$$

Сравнение формулы (27) с выражением для E показывает, что напряженность поля линейного заряда на поверхности изолированного проводящего кругового цилиндра равна удвоенной величине нормальной к поверхности цилиндра составляющей напряженности неискаженного цилиндром поля линейного заряда.

Выражение (27) может быть разложено в ряд по степеням отношения r_0/a :

$$E = -\frac{2q_0}{2\pi\epsilon_0 r_0} \sum_{m=1}^{\infty} \left(\frac{r_0}{a}\right)^m \cos m(\varphi - \psi). \quad (28)$$

Последняя формула позволяет просто вычислить распределение напряженности поля по поверхности составляющих расщепленного провода при произвольном их числе, которое определится суммированием напряженности поля от заряда

на проводе и от всех остальных проводов фазы (см. рис. 1)

$$E = \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0 r_0} \left\{ 1 - 2 \sum_{k=1}^{n-1} \sum_{m=1}^{\infty} \left(\frac{r_0}{2r_p \sin \frac{k}{n} \pi} \right)^m \cos m \times \right. \\ \left. \times \left[\varphi - \frac{\pi}{2} \left(1 + 2 \frac{k}{n} \right) \right] \right\}. \quad (29)$$

Пренебрегая членами второго и более порядка малости ($m \geq 2$) и производя суммирование по k ($m=1$), получим окончательно

$$E = \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0 r_0} \left[1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p} \cos \varphi \right]. \quad (30)$$

Максимальная напряженность поля создается на внешних образующих проводов расщепленной фазы ($\varphi = 0$) и равна

$$E_{\text{макс}} = \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0 r_0} \left[1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p} \right]. \quad (31)$$

Эта величина отличается коэффициентом

$$k_n = 1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p} \quad (32)$$

от напряженности поля при равномерном распределении заряда на поверхности одиночного провода

$$E = \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0 r_0}. \quad (33)$$

Величина k_n называется коэффициентом неравномерности. Она возрастает при увеличении числа составляющих и отношения r_0/r_p , что уменьшает величину заряда q_0 , соответствующего заданной величине $E_{\text{макс}}$.

Подставляя в формулу (31) выражение для заряда на одном проводе в расщепленной фазе

$$q_0 = \frac{q}{n} = \frac{1}{n} C_i U_\phi, \quad (34)$$

где C_i — рабочая емкость произвольной фазы линии, найдем

$$E_{\text{макс}} = \frac{q}{2\pi\epsilon_0 r_0 n} \left[1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p} \right] = \frac{C_i U_\phi}{2\pi\epsilon_0 r_0 n} \left[1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p} \right]. \quad (35)$$

§ 3. Критическое напряжение короны на проводах линии. Основные параметры расщепленных проводов

Различие рабочих емкостей фаз линий с горизонтальным расположением проводов обуславливает различие $E_{\text{макс}}$ на проводах разных фаз. Наибольшее значение $E_{\text{макс}}$ имеет

место на средней фазе, рабочая емкость которой определяется формулами (19), (21).

Приравнявая в формуле (35) максимальную напряженность поля на поверхности расщепленного провода критической напряженности короны E_k , получаем выражение для критического напряжения короны на i -й фазе линии

$$U_{ki} = \frac{2\pi\varepsilon_0 n r_0 E_k}{C_i \left[1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p} \right]}, \quad (36)$$

причем действующее значение критической напряженности коронного разряда E_k вычисляется по формуле

$$E_k = 16,5 m \delta \left[1 + \frac{0,62}{\delta^{0,3} r_0^{0,38}} \right], \text{ кВ/см}, \quad (37)$$

где m — коэффициент негладкости провода, для витых проводов, равный в среднем $m = 0,82$;

δ — относительная плотность воздуха.

При увеличении высоты H (км) над уровнем моря средняя плотность воздуха уменьшается согласно соотношению

$$\delta = 1,01 - 0,0875H. \quad (38)$$

Формулы (37), (38) позволяют учесть изменение E_k при увеличении высоты трассы линии электропередачи.

При подстановке в формулу (36) средней по трем фазам рабочей емкости линии $\bar{C}$ получаем среднее значение критического напряжения короны $\bar{U}_k$, которое используется обычно в качестве параметра для оценки потерь энергии, вызываемых коронным разрядом, при рабочем напряжении линии

$$\bar{U}_k = \frac{2\pi\varepsilon_0 n r_0 E_k}{\left[1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p} \right] \bar{C}}. \quad (39)$$

Величины, входящие в формулу (39), являются либо комбинацией трех параметров расщепленных проводов: n , r_0 , r_p ; либо функциями одного из них — E_k , см. формулу (37); либо всех вместе — $\bar{C}$, см. формулы (6), (22). Таким образом, эти три параметра полностью определяют условие возникновения коронного разряда на проводах ВЛ при заданном расстоянии между фазами D и эквивалентной высоте подвески провода H_0 .

Эти же три параметра при заданных величинах U_ϕ , D и H_0 определяют и натуральную мощность линии, см. формулу (26).

Сечение фазы Q является функцией двух из этих трех параметров:

$$Q = \pi r_0^2 \kappa_3, \quad (40)$$

где κ_3 — коэффициент заполнения сечения провода активным (проводящим) материалом (алюминием, медью, бронзой).

Величина этого коэффициента в зависимости от конструкции провода может изменяться в широких пределах. Например, для витого чисто алюминиевого провода (тип А) $\kappa_3 \cong 0,75$, для сталеалюминиевого нормального исполнения (тип АС) $\kappa_3 \cong 0,65$, усиленного (тип АСУ) $\kappa_3 \cong 0,61$, ослабленного (тип АСО) $\kappa_3 \cong 0,67$. Для всех витых проводов $\kappa_3 < 1$ из-за зазоров между алюминиевыми проволочками, из которых скручивается провод (рис. 5). При увеличении сечения стального сердечника κ_3 уменьшается.

Следует заметить, что величина κ_3 в отличие от n , r_0 , r_p , является характеристикой внутренней структуры провода. Таким образом, исчерпывающая характеристика расщепленных проводов определяется тремя основными их параметрами:

- 1) числом составляющих n ;
- 2) радиусом составляющих r_0 ;
- 3) радиусом расщепления r_p и дополнительным, характеризующим внутреннюю структуру провода;
- 4) коэффициентом заполнения сечения активным материалом κ_3 .

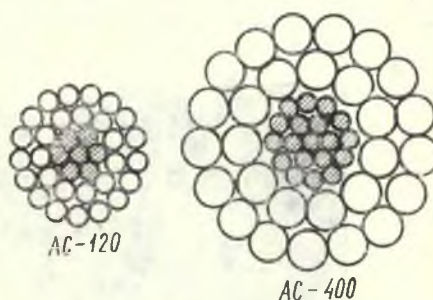


Рис. 5. Провода воздушных линий марки АС (сталеалюминиевые):

▨ — стальная жила; ○ — алюминиевая жила

§ 4. Местная корона и вызываемые ею потери энергии и радиопомехи

Коронный разряд на линиях электропередачи имеет ряд особенностей, определяемых условиями работы проводов и состоянием их поверхности. Загрязнение провода и повреждение его поверхности в процессе монтажа вызывает значительное местное (локальное) повышение напряженности поля по сравнению с расчетной величиной по формуле (35). Поэтому и при отсутствии осадков (при «хорошей погоде») на проводах линии всегда имеются отдельные очаги само-

стоятельного разряда (короны) в виде светящихся «пятен» или «факелов» (рис. 6), хотя рабочее напряжение линий, как правило, меньше критического напряжения короны, вычисленного по формуле (36) без учета повреждения и загрязнения поверхности проводов.

Выпадение осадков приводит к появлению множества местных очагов разряда на поверхности провода в виде капель различной формы, кристаллов льда (снег, изморозь). Заряженные капли вытягиваются в сильном поле у поверхности провода и затем разрываются; снежинки, заряжаясь у поверхности провода, отталкиваются от нее. В результате поле у поверхности провода непрерывно изменяется, что вы-



Рис. 6. Фотография короны на проводе 6×АСО—600/600 при напряжении 600 кВ

зывает непрерывное изменение визуальной картины явления. При этом, однако, сохраняется локальный, местный характер разряда, поэтому появился термин «местная корона», характеризующий разряд при напряжении на линии $U_{\phi} < U_{\kappa}$.

Создание местными очагами разряда объемного заряда, перемещающегося в поле проводов линии, вызывает потери энергии, величина которых зависит от количества объемного заряда и, следовательно, от числа и интенсивности источников разряда. Наименьшие потери энергии наблюдаются при хорошей погоде (без осадков на проводах). Выпадение дождя, мокрого снега, тумана увеличивает потери на порядок. Наибольшие потери имеют место при изморози (еще на порядок больше, чем при дожде).

Конденсация влаги на проводах при тумане и образование изморози в значительной степени зависят от температуры поверхности провода. Незначительный перегрев поверхности провода относительно окружающего воздуха рабочим током

уменьшает потери энергии, а также значительно сокращают время повышенных потерь за счет более быстрого опадания изморози и высыхания поверхности провода. Последнее отмечается и при дожде.

Дать количественную теоретическую оценку потерь энергии, вызываемых местным коронным разрядом, практически невозможно ввиду трудностей анализа источников разряда и соответственно оценки количества заряда, перемещающегося в поле проводов линии. В связи с этим экспериментальное исследование на специально сооруженных опытных пролетах линий и на действующих линиях электропередачи является практически единственным источником информации о потерях энергии, вызываемых местной короной.

Резкие колебания потерь при местной короне чрезвычайно затрудняют и экспериментальное их определение. Дело в том, что при выборе проводов представляют интерес не частные значения потерь при особенно неблагоприятных условиях, а суммарные потери энергии за время эксплуатации линии в течение года T , которые могут быть вычислены при известной средней за год мощности потерь на корону (среднегодовой мощности потерь на местную корону). Экспериментальным путем среднегодовые потери энергии на корону могут быть наиболее точно определены путем непрерывной регистрации потерь в течение года (точнее, в течение нескольких лет) на действующей линии или на специально оборудованном опытном пролете линии с обеспечением подогрева проводов, эквивалентного эксплуатационным условиям. Такие опыты проводятся в ряде стран, но они связаны с чрезвычайно большими затратами времени. Поэтому большее распространение получил упрощенный метод определения среднегодовых потерь на корону. Все погодные условия разбиваются на характерные группы, в пределах каждой из которых разброс измеряемых значений относительно (по отношению к разбросу значений потерь при произвольных условиях) невелик. Полученные усредненные значения потерь энергии суммируются с учетом их средней продолжительности в течение года. Этот метод оказался наиболее продуктивным, а обеспечиваемая им точность (по сравнению с методом непрерывной регистрации) вполне приемлемой (расхождение данных $\sim 30\%$).

Несмотря на малые потери при «хорошей погоде» по сравнению с потерями при осадках, относительно большая длительность хорошей погоды определяет заметный «вклад» потерь при хорошей погоде в величину среднегодовых потерь энергии ($\sim 10\%$).

По экспериментальным данным НИИПТ и ЛПИ для средней полосы Европейской части СССР и Западной Сибири

мощность среднегодовых потерь на корону может быть оценена по формуле

$$P_k = 2,5 \cdot 10^{-10} U_\phi^2 \left(\frac{U_\phi}{\bar{U}_k} \right)^5 [1 - 0,35 (\bar{j} - 0,2)], \text{ вт/м}, \quad (41)$$

справедливой при отношении фазового напряжения U_ϕ к среднему по трем фазам критическому напряжению короны $\bar{U}_k$ в диапазоне $0,5 \leq U_\phi/\bar{U}_k \leq 0,95$. В этой формуле числовые коэффициенты соответствуют действующим значениям напряжения (ϕ) и средней квадратичной плотности тока $\bar{j}$ (а/мм²).

Из формулы (41) следует, что при заданном отношении рабочего напряжения к критическому напряжению короны и заданной плотности тока в проводах потери на местную корону пропорциональны квадрату рабочего напряжения. В такой же зависимости от рабочего напряжения находится и натуральная мощность линии, см. формулу (26). В связи с этим отношение потерь на корону при рабочем напряжении линии длиной l_n (м) к натуральной мощности линии электропередачи оказывается не зависящим от класса напряжения линии

$$\frac{P_k l_n}{P_n} = 0,83 \cdot 10^{-10} z_n l_n \times \left(\frac{U_\phi}{\bar{U}_k} \right)^5 [1 - 0,35 (\bar{j} - 0,2)]. \quad (42)$$

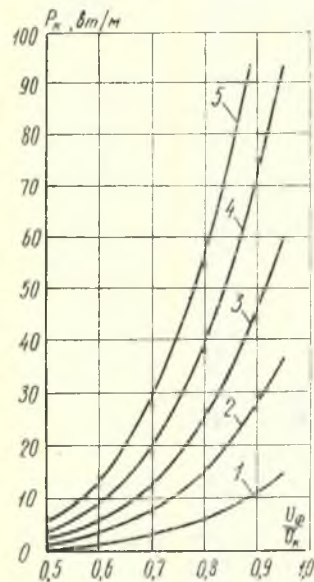


Рис. 7. Зависимости от отношения $U_\phi/\bar{U}_k$ среднегодовых потерь на корону на линиях различных классов напряжения:
1 — 500 кВ; 2 — 750 кВ; 3 — 1000 кВ;
4 — 1250 кВ; 5 — 1500 кВ

Следовательно, отношение $P_k l_n/P_n$ определяется в основном длиной линии, ее рабочей емкостью и отношением $U_\phi/\bar{U}_k$. Это означает, что проблема ограничения потерь на корону имеет практически одинаковое значение для линий всех классов напряжения (за исключением линий 110 кВ и ниже, по которым, как правило, передается мощность $P \gg P_n$ вследствие малой их длины).

На рис. 7 приведены зависимости $P_k = f(U_\phi/\bar{U}_k)$, вычисленные по формуле (41) для линий разных классов напряжения.

Потери энергии на корону распределяются в течение суток резко неравномерно. Наибольшие потери по дан-

ным ЭНИИ (В. И. Попков) соответствуют интервалу времени от 22 до 6 ч. В результате на этот интервал, составляющий 1/3 суток, приходится половина потерь энергии за сутки. Это объясняется повышенной влажностью воздуха в ночные часы, замедленным испарением влаги с проводов, что способствует образованию и сохранению в течение продолжительного времени капелек влаги на поверхности проводов, являющихся источниками короны.

Поскольку в ночные часы потребление энергии (как промышленными предприятиями, так и в быту) существенно уменьшается, увеличение потерь на корону не требует увеличения установленной мощности электростанций, а только некоторого увеличения выработки на них энергии в часы провала нагрузки, т. е. несколько увеличенного потребления топлива.

С другой стороны, во время максимума нагрузки от 16 до 20 ч потери на корону значительно меньше суточных, что определяет необходимость меньшего увеличения установленной мощности электростанций, чем при постоянных потерях в течение суток. Это учитывается при определении стоимости потерь энергии на корону, вследствие чего стоимость потерь энергии на нагрев проводов и на корону оказывается различной.

В связи с наметившейся в последнее время тенденцией к повышению рабочих напряженностей на поверхности проводов необходимо специально подчеркнуть, что все применяемые эмпирические формулы потерь на местную корону, в том числе и формула (41), справедливы при $U_{\phi}/\bar{U}_k < 1$. При $U_{\phi}/\bar{U}_k > 1$ потери на корону возрастают значительно круче, что соответствует возникновению общей короны на проводах.

Потери на корону при $U_{\phi}/\bar{U}_k > 1$ при хорошей погоде могут быть вычислены по формуле

$$P = 3gU_{\phi}^2, \quad (43)$$

где активная проводимость g для линий с различной конструкцией проводов может быть оценена по приближенной формуле

$$g = 10^{-9} \left(\frac{f}{50} \right)^{0.62} \left\{ 1 - \exp \left[-3.05 \left(\frac{U_{\phi}}{\bar{U}_k} - 1 \right) \right] \right\} 1/(\text{ом} \cdot \text{м}), \quad (44)$$

где f — частота напряжения, гц.

Сопоставление формул (41) и (43) показывает, что потери, вычисленные по формуле (43) при $U_{\phi}/\bar{U}_k > 1$, значительно больше, чем потери, определенные по формуле (41), так как их числовые коэффициенты различаются на порядок.

На рис. 8 в качестве примера приведены зависимости потерь на корону от отношения $U_{\phi}/\bar{U}_k$, вычисленные по формулам (41) и (43) при неизменном значении фазового напряжения, соответствующего номинальному напряжению линии класса 750 кВ ($U_{\phi}=433$ кВ), и при переменной величине $\bar{U}_k$. Как видно из рис. 8, темп роста потерь согласно формуле (43) при $U_{\phi}/\bar{U}_k > 1$ значительно больше, чем согласно формуле (41). В действительности переход от кривой 1 к кривой 2 происходит не скачком в точке их пересечения, а по плавной кривой, изображенной на рис. 8 пунктиром (кривая 3).

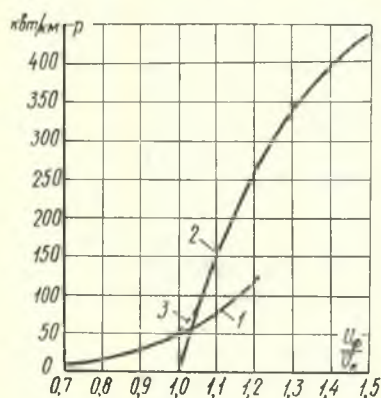


Рис. 8. Зависимости потерь на корону на линии класса 750 кВ от отношения $U_{\phi}/\bar{U}_k$

Кроме этого, следует обратить внимание на то обстоятельство, что на рис. 8 сопоставлены потери на общую корону при хорошей погоде со среднегодовыми потерями на местную корону, в которых доля потерь при хорошей погоде мала. При выпадении осадков потери на общую корону также увеличиваются, особенно значительно вблизи начального напряжения короны.

Локальные разряды на поверхности проводов ВЛ не стабильны, но происходят в виде следующих одна за другой вспышек, вызывающих протекание импульсов тока разряда.

При отрицательной полярности напряжения эти вспышки соответствуют так называемым импульсам Тричела. Они имеют длительность $\sim 10^{-8}$ сек и амплитуду $\sim 0,01$ а. При положительной полярности напряжения наряду с аналогичными импульсами лавинных серий наблюдаются импульсы с амплитудой порядка десятых долей ампера и длительностью порядка десятых долей микросекунды, вызываемых развитием стримеров. Значительно больший ток, связанный с развитием стримеров, обуславливает определяющее влияние положительной короны на уровень радиопомех, создаваемых воздушной линией.

Импульс тока определяется перемещением электронов из канала стримера к проводу. При длине стримеров 3—5 см электроны, двигаясь со скоростью $\sim 10^7$ см/сек, за время 0,3—0,5 мксек вытягиваются из стримеров на провод, оставляя вблизи провода положительный объемный заряд. В результате резко изменяется заряд на поверхности провода,

что является причиной возникновения и распространения вдоль линии электромагнитной волны.

Спектр электромагнитных волн, распространяющихся вдоль линии, определяется интегральным эффектом от всех очагов стримерной короны. Он чрезвычайно широк (от сотен килогерц до десятков мегагерц), что создает проблему радиопомех и помех в высокочастотных каналах связи ВЛ.

Выполненные в НИИПТ и ВНИИЭ измерения и расчеты позволили установить максимальные напряженности на поверхности проводов, допустимые по уровню создаваемых

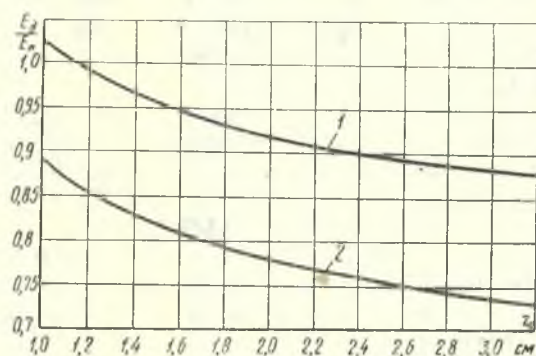


Рис. 9. Зависимости от радиуса составляющих допустимой напряженности поля на их поверхности по условию ограничения радиопомех, отнесенной к критической напряженности короны E_k , при превышении нормированного уровня радиопомех на расстоянии от линии менее 100 (1) и менее 50 м (2)

линией радиопомех (E_d), при ширине зоны превышения нормированного уровня радиопомех 100 и 50 м от крайнего провода линии. Уменьшение ширины этой зоны, естественно, связано с необходимостью более жесткого ограничения коронного разряда, что достигается уменьшением допустимой напряженности на поверхности проводов. На рис. 9 величины E_d сопоставлены с критической напряженностью короны E_k . Кривая 1 может быть использована в слабонаселенных местностях, кривая 2 — в густонаселенных местностях, где расширение зоны повышенных радиопомех может повести к существенному ущербу. Как видно, в практически интересной области изменения радиусов проводов $1 \leq r_0 \leq 3$ см отношения $E_d/E_k < 1$, т. е. допустимые максимальные напряженности по уровню радиопомех ниже критической напряженности общей короны, причем с увеличением r_0 отношение E_d/E_k уменьшается.

Следует специально подчеркнуть, что допустимая напряженность поля на поверхности проводов зависит только от их радиуса, но не от числа проводов в фазе. Увеличение числа одинаковых составляющих проводов в фазе увеличивает суммарную поверхность провода и соответственно число источников стримерной короны. Это явление должно было бы вызывать увеличение уровня радиопомех. Однако наличие соседних составляющих приводит к подавлению радиопомех от каждого из проводов вследствие индуктирования в соседних проводах токов, направленных против тока возникшего возмущения электромагнитного поля (электромагнитная экранировка). Суммарный эффект двух этих явлений и определяет независимость уровня радиопомех от числа составляющих проводов в фазе.

Независимость уровня радиопомех от числа проводов в фазе при большом числе составляющих подтверждена сравнительными измерениями на опытных пролетах линий класса 750 кВ (НИИПТ) и 1200 кВ (ЛПИ) с проводами $4 \times \text{АСО-600}$; $6 \times \text{АСО-600}$; $8 \times \text{АСО-600}$.

Этот результат чрезвычайно важен, поскольку означает, что при применении на линиях электропередачи разных классов напряжения одинаковых проводов, но при различном их числе в фазе уровень радиопомех от линии при увеличении класса напряжения не увеличивается, если максимальная напряженность на поверхности проводов сохраняется неизменной.

На трехфазных линиях с горизонтальным расположением проводов наибольшая напряженность поля имеет место в среднем проводе, для которого и следует проверить условие

$$E_{\text{макс}} \leq E_{\text{д}}. \quad (45)$$

§ 5. Реализация условия минимума приведенных затрат.

Экономическая плотность тока. Оптимальная степень ограничения коронного разряда

Для выбора оптимальной конструкции провода при заданной передаваемой мощности P и заданном классе напряжения необходимо выразить величины K и I в формуле затрат (1) через параметры проводов. Величина I определяется потерями в проводах и на корону и для трех фаз ВЛ равна

$$I = 3 \frac{\rho \tau z_{\text{э к}}}{Q} I_{\text{ср кв}}^2 + T z_{\text{э к}} P_{\text{к}} \left(\frac{U_{\text{ф}}}{U_{\text{к}}} \right), \quad (46)$$

где ρ — удельное сопротивление проводов;
 τ — годовое время максимальных потерь на нагрев проводов;

$z_{\text{эл}}$ и $z_{\text{эл к}}$ — стоимость потерь электроэнергии на нагревание проводов и на корону;

Q — сечение проводов фазы ВЛ;

$I_{\text{ср кв}}$ — среднеквадратичный ток в линии с учетом реактивного тока (при номинальной нагрузке);

T — число часов работы электропередачи в течение года;

$P_{\text{к}} \left(\frac{U_{\text{ф}}}{U_{\text{к}}} \right)$ — среднегодовые потери на корону, определяемые формулой (41).

При неравномерном графике нагрузки электропередачи существенно уменьшается τ по сравнению с T (примерно вдвое). Совпадение максимальных потерь на корону (преимущественно в ночное и утреннее время, см. § 4) с провалом графика нагрузки энергосистем определяет необходимость уменьшения стоимости потерь на корону. Например, при $\tau = 3200$ ч стоимости 1 кВт·ч потерь электроэнергии на нагрев проводов и корону приблизительно могут быть оценены величиной $z_{\text{эл}} = 1,2$ коп/кВт·ч и $z_{\text{эл к}} = 0,8$ коп/кВт·ч для Европейской части СССР и $z_{\text{эл}} = 0,9$ коп/кВт·ч и $z_{\text{эл к}} = 0,5$ коп/кВт·ч для Сибири.

В соответствии с определением среднеквадратичный ток

$$I_{\text{ср кв}} = \frac{P}{3U_{\text{ф}} \cos \varphi}, \quad (47)$$

где $U_{\text{ф}}$ — номинальное фазовое напряжение;

$\cos \varphi$ — коэффициент мощности, зависящий от отношения передаваемой мощности к натуральной мощности линии $P_{\text{н}}$; при $P/P_{\text{н}} = 1 \pm 0,1$ можно принимать $\cos \varphi = 1$.

Таким образом, при заданных величинах P , $U_{\text{ф}}$, ρ , τ , $z_{\text{эл}}$, $z_{\text{эл к}}$ и T , определяющих основные параметры электропередачи и системные условия эксплуатации, ежегодные издержки зависят только от сечения фазы Q и отношения рабочего напряжения к критическому напряжению короны $U_{\text{ф}}/\bar{U}_{\text{к}}$, причем именно эти переменные подлежат оптимизации.

Нетрудно показать, что эти переменные независимы. С учетом формулы (39) переменная $U_{\text{ф}}/\bar{U}_{\text{к}}$ может быть выражена через основные параметры расщепленных проводов

$$\frac{U_{\text{ф}}}{\bar{U}_{\text{к}}} = \frac{U_{\text{ф}} \bar{C} \left[1 + (n-1) \frac{r_0}{r_{\text{п}}} \right]}{2\pi \varepsilon_0 n r_0 E_{\text{к}}}. \quad (48)$$

Сечение фазы Q выражается через параметры расщепленных проводов по формуле (40).

При заданных величинах U_ϕ , D , H_0 , r_p согласно (48) переменная $U_\phi/\bar{U}_k$ определяется в основном произведением nr_0 . Действительно, при изменении n и r_0 в широких пределах при $U_\phi/\bar{U}_k = \text{const}$ произведение nr_0 изменяется незначительно (рис. 10). Пренебрегая этим изменением, положим $nr_0 = \text{const} = A$. Подставляя выражение для r_0 через n из этого равенства в формулу (40), получим

$$Q = \frac{A^2 \pi \kappa_3}{n}, \quad (49)$$

т. е. при $U_\phi/\bar{U}_k = \text{const}$ сечение фазы изменяется приблизительно обратно пропорционально числу составляющих

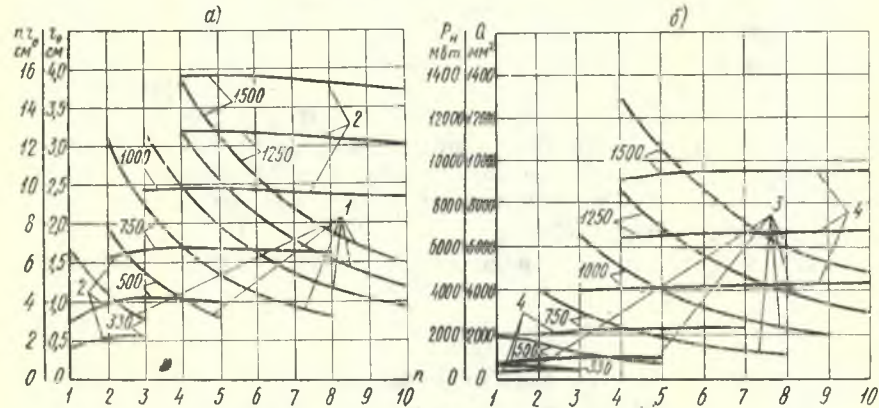


Рис. 10. Зависимости от числа составляющих расщепленных проводов типа АСО ($\kappa_3 = 0,67$): а) их радиуса (1), произведения nr_0 , (2); б) суммарного сечения фазы (3) и натуральной мощности (4) при $U_\phi/\bar{U}_k = 0,85$ для различных классов напряжения: 330, 500, 750, 1000, 1250 и 1500 кВ

(рис. 10), если $\kappa_3 = \text{const}$. Таким образом, при заданном типе проводов сечение расщепленной фазы может произвольно изменяться путем изменения числа составляющих в фазе. При этом в соответствии с формулой (41) неизменность отношения $U_\phi/\bar{U}_k$ обеспечивает сохранение условий коронирования проводов, в частности, неизменность потерь на корону. Правда, изменение сечения провода при заданной передаваемой мощности приводит к изменению плотности тока, что также влияет на потери на корону. Однако этим влиянием можно пренебречь, так как член, учитывающий изменение плотности тока, второго порядка малости.

Напротив, при неизменном сечении расщепленного провода можно произвольно изменять отношение $U_\phi/\bar{U}_k$, если одновременно изменять число составляющих и их радиус так,

чтобы сохранялось неизменным произведение $nr_0^2 = \text{const} = B$. При этом $r_0 = \sqrt{B/n}$ и

$$nr_0 = n \sqrt{\frac{B}{n}} = \sqrt{nB} \quad (50)$$

изменяется пропорционально квадратному корню из числа составляющих. Например, при увеличении числа составляющих n увеличивается произведение nr_0 и согласно (48) уменьшается отношение $U_{\text{ф}}/\bar{U}_{\text{к}}$, что в соответствии с формулой (41), уменьшает потери на корону, т. е. отношение $U_{\text{ф}}/\bar{U}_{\text{к}}$ характеризует степень ограничения коронного разряда. При этом, однако, увеличивается поверхность провода и поэтому возрастают ветровые и гололедные нагрузки. Действительно, давление бокового ветра на провода в пролете без учета экранировки одного провода другими определяется продольным сечением всех проводов

$$Q_{\text{пр}} = n2r_0l_{\text{пр}} = nr_02l_{\text{пр}}, \quad (51)$$

т. е. пропорционально произведению nr_0 . Следовательно, согласно (50) ветровое давление на провода при неизменном сечении фазы пропорционально $\sqrt{n}$. Увеличение ветрового давления на провода увеличивает нагрузки на опоры и фундаменты, что вызывает увеличение капитальных затрат на сооружение линии. Таким образом, уменьшение потерь на корону достигается за счет увеличения капитальных затрат.

Увеличение произведения nr_0 увеличивает также и вес гололеда на проводах. Например, при неизменной толщине стенки гололеда Δ для заданного климатического района (см. «Правила устройств электроустановок») вес гололеда в пролете равен

$$G_{\text{г}} = n\gamma_{\text{г}}\pi [(r_0 + \Delta)^2 - r_0^2] = 2\gamma_{\text{г}}\pi nr_0\Delta \left(1 - \frac{\Delta}{2r_0}\right), \quad (52)$$

т. е. пропорционален произведению nr_0 с некоторой поправкой, величина которой зависит от отношения толщины стенки гололеда Δ к диаметру провода $2r_0$. По этой причине при увеличении произведения nr_0 также увеличиваются капитальные затраты.

На рис. 11 приведены зависимости капитальных затрат на 1 км линии 750 кВ от активного сечения фазы при различных отношениях $U_{\text{ф}}/\bar{U}_{\text{к}}$ с учетом изменения стоимости опор и фундаментов при изменении ветровых и гололедных нагрузок, числа опор на 1 км линии за счет изменения длины расчетного пролета и изменения затрат на монтаж проводов при изменении числа составляющих. Как видно, при каждом зна-

чении $U_{\phi}/\bar{U}_k$ получены зависимости вида

$$K_{\text{вл}} = K + K_Q Q \quad (53)$$

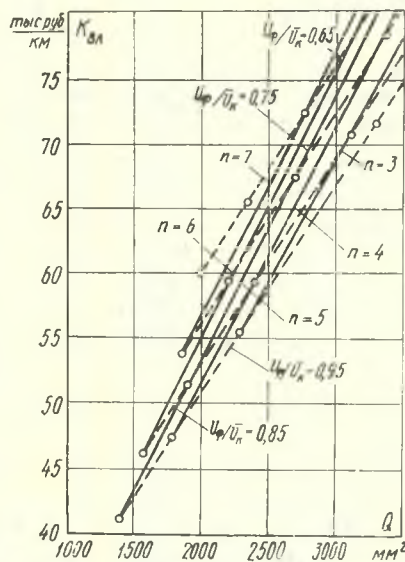


Рис. 11. Зависимости капитальных затрат на сооружение 1 км линии класса 750 кВ от сечения проводов фазы при неизменном отношении $U_{\phi}/\bar{U}_k$. Сплошные линии — то же при неизменном числе составляющих n (по данным Т. В. Лисочкиной)

с практически одинаковым наклоном (одинаковым коэффициентом K_Q).

Смещение кривых $K_{\text{вл}}(Q)$ обратно пропорционально отношению $U_{\phi}/\bar{U}_k$. Поэтому зависимость $K_{\text{вл}}$ от Q и $U_{\phi}/\bar{U}_k$ может быть представлена в виде*

$$K_{\text{вл}} = K + K_Q Q + K_{U_{\phi}/\bar{U}_k} \left(\frac{U_{\phi}}{\bar{U}_k} \right)^{-1}, \quad (54)$$

где K , K_Q , $K_{U_{\phi}/\bar{U}_k}$ — постоянные, увеличивающиеся при увеличении класса напряжения.

Подставляя значения $K_{\text{вл}}$ и I согласно (46), (54) в формулу (1), получаем приведенные затраты на 1 км линии

$$Z = (p_n + p_a) \left[K + K_Q Q + K_{U_{\phi}/\bar{U}_k} \left(\frac{U_{\phi}}{\bar{U}_k} \right)^{-1} \right] + 3 \frac{\rho_{\text{тз}} n}{Q} I_{\text{ср кв}}^2 + T_{\text{зэ н}} 2,5 \cdot 10^{-4} U_{\phi}^2 \left(\frac{U_{\phi}}{\bar{U}_k} \right)^5, \quad (55)$$

где U_{ϕ} в кВ.

Полученное выражение для приведенных затрат показывает, что оптимальные значения Q и $U_{\phi}/\bar{U}_k$ можно найти независимо друг от друга, приравнявая нулю частные производные по обоим переменным.

Оптимальное значение Q определяется из уравнения

$$\frac{\partial Z}{\partial Q} = (p_n + p_a) K_Q - 3 \frac{\rho_{\text{тз}} n}{Q_{\text{опт}}^2} I_{\text{ср кв}}^2 = 0, \quad (56)$$

* По данным Т. В. Лисочкиной.

откуда

$$Q_{\text{опт}} = I_{\text{ср кв}} \sqrt{\frac{3\rho\tau z_{\text{фн}}}{K_Q(p_n + p_a)}} \quad (57)$$

или

$$\frac{I_{\text{ср кв}}}{Q_{\text{опт}}} = j_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{(p_n + p_a) K_Q}{3\rho\tau z_{\text{фн}}}} \quad (58)$$

Таким образом, получаются известные выражения для оптимального сечения фазы и оптимальной (экономической) плотности тока, не зависящих от степени ограничения коронного разряда.

Необходимо, однако, подчеркнуть, что величина K_Q в формулах (57), (58) отличается от использовавшейся ранее при оценке оптимального сечения фазы и экономической плотности тока при изменении сечения фазы только за счет изменения радиуса проводов при неизменном числе составляющих в фазе n . Это различие коэффициентов K_Q при $n = \text{const}$ и при $U_{\text{ф}}/\bar{U}_{\text{к}} = \text{const}$ наглядно иллюстрируется рис. 11. Величина K_Q равна тангенсу угла наклона прямолинейных зависимостей $K_{\text{л}} = f(Q)$. При $U_{\text{ф}}/\bar{U}_{\text{к}} = \text{const}$ наклон зависимостей $K_{\text{л}} = f(Q)$ меньше (пунктир), чем при $n = \text{const}$ (сплошные линии). Поэтому экономическая плотность тока, вычисленная при $U_{\text{ф}}/\bar{U}_{\text{к}} = \text{const}$ по формуле (58), оказывается примерно на 10% меньше, чем при $n = \text{const}$, а оптимальное сечение проводов — на 10% больше. Это увеличение сечения проводов определяется учетом потерь энергии на корону, т. е. оптимальная степень ограничения потерь на корону соответствует увеличенному на 10% активному сечению проводов. При увеличении класса напряжения экономическая плотность тока повышается, вследствие увеличения коэффициента K_Q .

Оптимальное значение $U_{\text{ф}}/\bar{U}_{\text{к}}$ находится из уравнения

$$\begin{aligned} \frac{\partial Z}{\partial \left(\frac{U_{\text{ф}}}{\bar{U}_{\text{к}}}\right)} = & -(p_n + p_a) K_{U_{\text{ф}}/\bar{U}_{\text{к}}} \left(\frac{U_{\text{ф}}}{\bar{U}_{\text{к}}}\right)^{-2} + \\ & + 12,5 \cdot 10^{-4} T_{3_{\text{фк}}} U_{\text{ф}}^2 \left(\frac{U_{\text{ф}}}{\bar{U}_{\text{к}}}\right)^4 = 0; \\ \left(\frac{U_{\text{ф}}}{\bar{U}_{\text{к}}}\right)_{\text{опт}} = & \sqrt[6]{\frac{(p_n + p_a) K_{U_{\text{ф}}/\bar{U}_{\text{к}}}}{12,5 \cdot 10^{-4} T_{3_{\text{фк}}} U_{\text{ф}}^2}} \end{aligned} \quad (59)$$

Сделать вывод о том, что $(U_{\phi}/U_k)_{\text{опт}}$ изменяется обратно пропорционально $\sqrt[3]{U_{\phi}}$, нельзя, так как величина K_{U_{ϕ}/U_k} возрастает при увеличении номинального напряжения ВЛ. Для линий разных классов напряжения и различных системных условий эксплуатации $(U_{\phi}/U_k)_{\text{опт}}$ изменяется в пределах 0,75—0,95. При увеличении класса напряжения оптимальное отношение U_{ϕ}/U_k уменьшается.

Этот результат показывает, что проблема ограничения потерь на корону путем увеличения сечения проводов решается лишь частично. Оптимальная степень ограничения потерь на корону достигается существенным развитием поверхности провода, что обеспечивается путем увеличения числа составляющих в фазе, см. формулу (50).

§ 6. Выбор конструкции проводов воздушных линий

Полученные в § 5 выражения для оптимального отношения U_{ϕ}/U_k и экономической плотности тока j_3 позволяют составить два уравнения для отыскания основных параметров расщепленных проводов. Формула (48) дает уравнение

$$\frac{U_{\phi} \bar{C} \left[1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p} \right]}{2\pi \varepsilon_0 n r_0 E_k} = \left(\frac{U_{\phi}}{U_k} \right)_{\text{опт}}. \quad (60)$$

Формулы (57), (58), (40) и (47) определяют второе уравнение

$$n \pi r_0^2 x_3 = \frac{P}{3 U_{\phi} \cos \varphi_{j_3}}. \quad (61)$$

Перемножая правые и левые части уравнений (60) и (61), получаем формулу для оптимального радиуса составляющих

$$r_0 = \frac{2 \varepsilon_0 P}{\bar{C} 3 U_{\phi}^2} \frac{E_k}{1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p}} \frac{1}{x_3 \cos \varphi} \frac{1}{j_3} \left(\frac{U_{\phi}}{U_k} \right)_{\text{опт}}. \quad (62)$$

Согласно формулам (24), (26)

$$3 U_{\phi}^2 \bar{C} = P_n z_v \bar{C} = P_n \sqrt{L \bar{C}} = \frac{P_n}{v_v}, \quad (63)$$

где P_n — натуральная мощность линии;

v_v — скорость распространения электромагнитной волны вдоль линии.

Подставляя это выражение в формулу (62) с учетом численных значений v_v и ε_0 ($\varepsilon_0 v_v \cong 3 \cdot 10^8 \cdot 1/4\pi \cdot 9 \cdot 10^9 = 1/120\pi$),

получим другое выражение для оптимального радиуса составляющих:

$$r_0 = \frac{1}{60\pi\kappa_3} \frac{E_k}{1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p}} \frac{P}{P_n} \frac{1}{\cos \varphi} \left(\frac{U_\Phi}{\bar{U}_k} \right)_{\text{опт}} \frac{1}{j_3}. \quad (64)$$

Формула (64) показывает, что оптимальный радиус составляющих не зависит от класса напряжения линии, а определяется в основном величиной коэффициента заполнения сечения провода κ_3 , а также величинами критической напряженности короны E_k , коэффициента неравномерности k_n , отношения передаваемой мощности к оптимальной и оптимальными значениями $(U_\Phi/\bar{U}_k)_{\text{опт}}$ и j_3 .

Чем меньше величина κ_3 , тем больше оптимальный радиус составляющих. Величина r_0 увеличивается при увеличении передаваемой мощности и уменьшении экономической плотности тока.

Подставляя оптимальное значение радиуса составляющих в уравнение (60), получаем формулу для оптимального числа составляющих расщепленного провода

$$n = 30\kappa_3 U_\Phi \frac{\bar{C}}{\varepsilon_0} \frac{\left[1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p} \right]^2}{E_k^2} \frac{P_n}{P} j_3 \left(\frac{U_\Phi}{\bar{U}_k} \right)_{\text{опт}}^{-2} \cos \varphi. \quad (65)$$

Следовательно, оптимальное число составляющих пропорционально фазовому напряжению U_Φ , средней рабочей емкости $\bar{C}$, экономической плотности тока j_3 и коэффициенту заполнения сечения провода κ_3 и обратно пропорционально отношению P/P_n .

В формулы (64), (65) для оптимальных величин r_0 и n входят переменные, зависящие от них (E_k , k_n , $\bar{C}$). Поскольку изменение n и r_0 при заданном классе напряжения ($nr_0 \approx \text{const}$, см. § 5) лишь незначительно изменяют указанные переменные, оптимальные значения n и r_0 легко найти по указанным формулам методом последовательных приближений. При этом до сих пор оставался открытым вопрос об определении оптимального радиуса расщепления r_p , входящего в переменные $\bar{C}$ и k_n .

Для нахождения оптимального значения r_p необходимо проследить за изменением параметров проводов и линии при изменении r_p . Например, зависимость радиуса составляющих r_0 от r_p при неизменном отношении $(U_\Phi/\bar{U}_k)_{\text{опт}}$ может быть

найдена с помощью формулы (60):

$$r_0 = \frac{U_{\phi} \bar{C} \left[1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p} \right]}{2\pi \varepsilon_0 n E_k} \left(\frac{U_{\phi}}{U_k} \right)_{\text{опт}}^{-1}. \quad (66)$$

При изменении r_p изменяются переменные $\bar{C}$ и $k_{\Pi} = 1 + (n-1)r_0/r_p$. Изменение r_0 приводит к изменению и E_k . Например, при увеличении r_p согласно формуле (6) увеличивается эквивалентный радиус r_0 , что согласно (22) приводит к увеличению $\bar{C}$. Поэтому при неизменной величине k_{Π} увеличение r_p связано с ростом r_0 , правда, незначительным, так как в формуле (22) величина r_p находится под логарифмом.

Величина k_{Π} при увеличении r_p уменьшается, причем при малых величинах r_p , сравнимых с радиусом r_0 , увеличение r_p приводит к быстрому уменьшению k_{Π} , а при $r_p \gg (n-1)r_0$ увеличение r_p мало сказывается на k_{Π} .

В результате, при увеличении радиуса расщепления радиус r_0 сначала уменьшается из-за преобладающего влияния коэффициента k_{Π} , а затем медленно увеличивается за счет увеличения $\bar{C}$ (рис. 12). Зависимости рис. 12 могут быть представлены в обобщенном виде. Действительно, если радиус составляющих умножить на число составляющих и отнести к радиусу расщепления, то для линий разного класса напряжения при различном числе составляющих и одинаковом отношении r_p/r_p^* (r_p^* — радиус расщепления, при котором радиус составляющих минимален) параметр nr_0/r_p изменяется в весьма узких пределах (рис. 13). При $r_p = r_p^*$ среднее значение отношения r_p/nr_0 равно 3,3, т. е. $r_p^* = 3,3nr_0$. Этот радиус расщепления соответствует наиболее дешевой конструкции проводов, поскольку при минимальном произведении nr_0 сечение проводов и их поверхность (определяющая ветровые и гололедные нагрузки) минимальны. Величины r_p^* могут быть рекомендованы для воздушных линий постоянного тока и для ошиновки распределительных устройств как постоянного, так и переменного тока. Однако для линий электропередачи переменного тока r_p^* не является оптимальной, поскольку в отличие от линий постоянного тока пропускная способность линий переменного тока зависит от величины r_p . Действительно, удельная нагрузка проводов ВЛ согласно формуле (47), определяется соотношением

$$P = \frac{P}{3Q} = \frac{3U_{\phi} I_{\text{ср кв}} \cos \varphi}{3Q} = U_{\phi} j \cos \varphi. \quad (67)$$

Таким образом, при заданном номинальном напряжении электропередачи удельная нагрузка проводов полностью опре-

деляется плотностью тока j . Изменение же плотности тока при изменении r_p может быть установлено с помощью формул (64), (65), если принять, что j не фиксировано (как при выводе этих формул), а может произвольно изменяться:

$$j = \frac{1}{60\pi\kappa_3 r_0} \frac{E_k}{1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p}} \frac{P}{P_n} \left(\frac{U_\phi}{\bar{U}_k} \right)_{\text{опт}} \frac{1}{\cos \varphi} =$$

$$= \frac{\varepsilon_0 n E_k^2}{30 \bar{C} \kappa_3 U_\phi \left[1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p} \right]^2} \left(\frac{U_\phi}{\bar{U}_k} \right)_{\text{опт}}^2 \frac{P}{P_n} \frac{1}{\cos \varphi}. \quad (68)$$

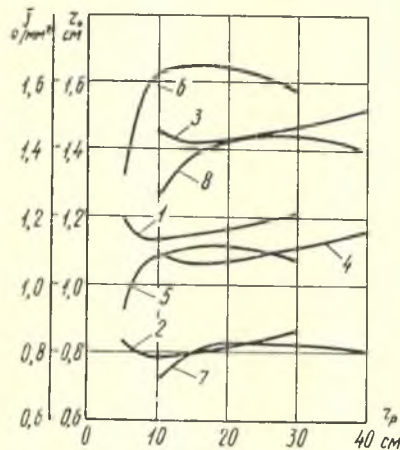


Рис. 12. Зависимости радиусов составляющих (1, 2, 3, 4) и плотности тока (5, 6, 7, 8) ВЛ 330 (1, 2, 5, 6) и 500 кв (3, 4, 7, 8) от радиуса расщепления при числе составляющих n , равном 2 (1, 5); 3 (2, 3, 6, 7); 4 (4, 8) при $U_\phi/\bar{U}_k = 0,85$ и $P = P_n$

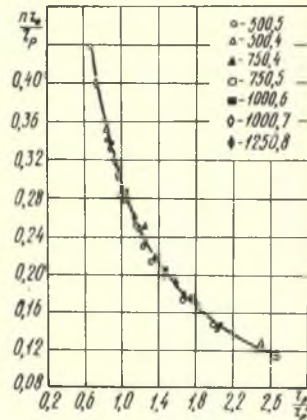


Рис. 13. Зависимость $n r_0 / r_p = f(r_p / r_p^*)$ для линий разного класса напряжения при различном числе составляющих. Обозначения точек: первая цифра — класс напряжения, вторая — число составляющих в фазе

При заданных оптимальных величинах $U_\phi/\bar{U}_k$ и P/P_n плотность тока в проводах линии заданного класса напряжения оказывается функцией трех параметров: числа составляющих n , радиуса расщепления r_p и коэффициента κ_3 . Величины E_k и $\bar{C}$ с учетом формулы (66) при оговоренных условиях являются однозначными функциями r_p . Следовательно, при $n = \text{const}$, $\kappa_3 = \text{const}$ аналогично зависимости $r_0 = f(r_p)$ и согласно (66) зависимость $j = f(r_p)$ определяется в основном зависимостью от r_p емкости $\bar{C}$ и коэффициента неравно-



мерности $k_n = 1 + (n - 1)r_0/r_p$. Поскольку, однако, в формуле (68) эти множители находятся не в числителе, а в знаменателе, зависимости $j = f(r_p)$ имеют не минимум, а максимум (рис. 12). Кроме того, поскольку в формулу (68) величина k_n входит не в первой степени, а в квадрате, максимум плотности тока сдвинут по отношению к минимуму радиуса составляющих в сторону больших величин r_p .

Максимум кривой $j = f(r_p)$ свидетельствует о наличии оптимального радиуса расщепления проводов ВЛ переменного тока, при котором удельная передаваемая мощность (на единицу сечения проводов), см. формулу (67), максимальна, т. е. этот радиус соответствует максимальному использованию сечения проводов или наиболее экономичному варианту электропередачи.

Согласно (68) увеличение плотности тока может быть достигнуто путем увеличения числа составляющих n (рис. 14). Однако усложнение монтажа и, следовательно, стоимости ВЛ при увеличении числа составляющих определяют целесообразность перехода к большему числу составляющих только в том случае, когда необходимая величина плотности тока (экономическая) не достигается при оптимальном радиусе расщепления. Поэтому выбирать параметры проводов и сравнивать технико-

экономические показатели ВЛ следует при оптимальном радиусе расщепления.

Интересно отметить, что оптимальный радиус расщепления зависит только от класса напряжения; расстояние между фазами и число составляющих практически не оказывают на него влияния (рис. 12).

Практически линейная зависимость оптимального радиуса расщепления от класса напряжения линии достаточно точно описывается формулой

$$r_{p, \text{ опт}} = 0,05 U_n, \quad (69)$$

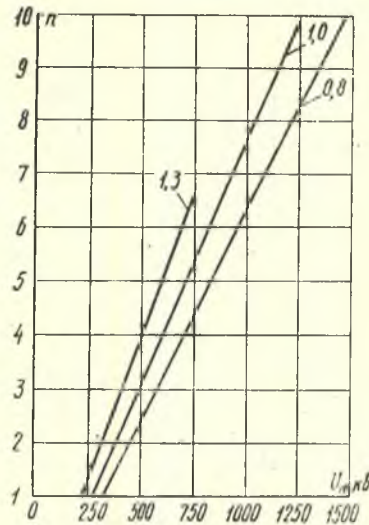


Рис. 14. Зависимости от класса напряжения необходимого числа составляющих типа АСО ($k_3 = 0,67$) при передаче натуральной мощности и различных величинах экономической плотности тока $j_э = 0,8; 1$ и $1,3$ а/мм²

где U_n — номинальное напряжение электропередачи, кВ;

$r_{p. \text{ опт}}$ — оптимальный радиус расщепления, см.

Например, согласно формуле (69), при $U_n = 1000$ кВ $r_{p. \text{ опт}} = 50$ см, при $U_n = 2000$ кВ $r_{p. \text{ опт}} = 100$ см.

Плотность тока может быть увеличена также путем уменьшения коэффициента заполнения сечения провода κ_3 . Целесообразность увеличения числа n или уменьшения κ_3 определяется технико-экономическими расчетами.

§ 7. Расширенные провода. Их основные параметры

Коэффициент заполнения проводов активным материалом в соответствии с вышеизложенным является одним из определяющих параметров расщепленных проводов. От величины этого параметра зависит оптимальный радиус составляющих, см. формулу (64), и оптимальное число составляющих, см. формулу (65), причем при уменьшении κ_3 оптимальный радиус составляющих увеличивается, а оптимальное число составляющих уменьшается. Используя провода с пониженным κ_3 , можно применять провода с большим диаметром, причем их число в расщепленной фазе может быть существенно сокращено. В связи с этим целесообразно рассмотреть основные принципы конструирования проводов с витым алюминиевым проводящим слоем и произвольным сердечником либо наполнителем, обеспечивающие получение различных величин κ_3 .

Согласно рис. 15 коэффициент заполнения сечения провода активным материалом

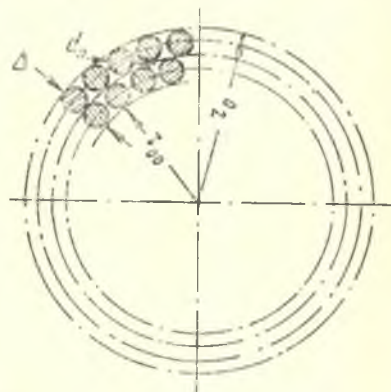


Рис. 15. Конструкция проводящего слоя витого провода

$$\kappa_3 = \frac{\pi \kappa_3' (r_0^2 - r_{00}^2)}{\pi r_0^2}, \quad (70)$$

где r_{00} — внутренний радиус проводящего слоя;

κ_3' — коэффициент заполнения проводящего слоя с учетом пространства между алюминиевыми жилками повивов, $\kappa_3' \approx 0,75$.

Из формулы (70) определяется необходимая величина r_{00} :

$$r_{00} = r_0 \sqrt{1 - \frac{\kappa_3}{\kappa_3'}}. \quad (71)$$

В частности, при $\kappa_3 = \kappa_3'$ величина $r_{00} = 0$, т. е. провод полностью заполнен алюминиевыми жилками. Чем меньше отношение κ_3/κ_3' , тем больше радиус r_{00} .

Толщина проводящего слоя с учетом (71)

$$\Delta = r_0 - r_{00} = r_0 \left(1 - \sqrt{1 - \frac{\kappa_3}{\kappa_3'}} \right), \quad (72)$$

т. е. при уменьшении отношения κ_3/κ_3' значение Δ увеличивается; при $\kappa_3 = \kappa_3'$ $\Delta = r_0$.

Согласно формуле (64) при заданной величине экономической плотности тока j_0 произведение $\kappa_3 r_0$ практически не зависит от класса напряжения и от числа составляющих,

т. е. параметр $\kappa_3 r_0$ определяется в основном величиной экономической плотности тока. Воспользовавшись формулой (70), можно выяснить связь между толщиной проводящего слоя и радиусом провода, исходя из соотношения

$$\begin{aligned} \kappa_3 r_0 &= \frac{\kappa_3' \Delta (2r_0 - \Delta)}{r_0} = \\ &= 2\kappa_3' \Delta \left(1 - \frac{\Delta}{2r_0} \right) = \text{const.} \quad (73) \end{aligned}$$

Так как величина κ_3' практически не изменяется при изменении конструкции проводящего слоя, то зависимость Δ от

r_0 определяется только влиянием члена $\Delta/2r_0$. Поскольку отношение $\Delta/2r_0$ — величина второго порядка малости по сравнению с единицей (при $\kappa_3/\kappa_3' \leq 0,6$ согласно (72) $\Delta/2r_0 \leq 0,19$), толщина проводящего слоя мало изменяется при изменении радиуса r_0 .

Таким образом, при неизменной плотности тока толщина проводящего слоя практически не зависит от радиуса провода. Это значит, что при увеличении радиуса провода заполнение сечения активным материалом должно уменьшаться (рис. 16). В противном случае не удастся обеспечить экономически целесообразного использования активного сечения провода.

Уменьшение заполнения сечения провода активным материалом может быть достигнуто различными способами. В разработанных в СССР конструкциях проводов с уменьшением κ_3 витой проводящий слой укладывается на редкий повив из утолщенной алюминиевой проволоки — каркас. Встречной

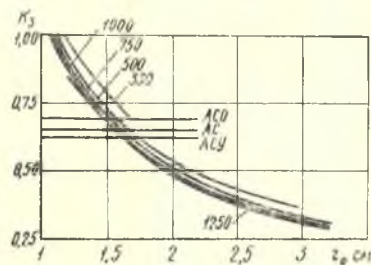


Рис. 16. Зависимости необходимого коэффициента заполнения составляющих расщепленных проводов от их радиуса при различных классах напряжения и передаче натуральной мощности

навивкой слоев можно получить достаточную механическую устойчивость конструкции такого провода (рис. 17).

Весьма перспективно направление разработки проводов со стеклопластиковым сердечником. Стеклопластик легче стали в 4 раза, но не уступает ей по механической прочности. Поэтому при том же весе провода стеклопластиковый сердечник будет иметь сечение, вчетверо превышающее сечение стали. Это позволит заполнить пустоты, неизбежные при стальном сердечнике (оптимальное отношение сечения стали к сечению алюминия составляет около 1/8). При этом меха-

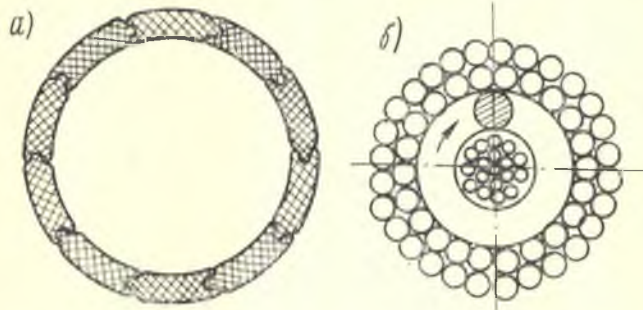


Рис. 17. Провода с несплошным заполнением сечения:
а — полые медные провода; б — сталеалюминиевые провода с каркасной спиралью

нические характеристики проводов существенно улучшатся, что даст возможность увеличить тяжение проводов, сократив стрелу провеса проводов в полете и увеличив пролет.

Необходимо специально подчеркнуть, что применение расширенных проводов любой конструкции связано не с уменьшением, а с увеличением сечения составляющих расщепленного провода. Этот вывод непосредственно следует из формул (40), (64):

$$Q_0 = \frac{Q}{n} = \pi \kappa_3 r_0^2 = \frac{E \kappa^2}{3600 \pi \kappa_3 \left[1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p} \right]^2} \left(\frac{P}{P_n} \right)^2 \left(\frac{U_\Phi}{U_k} \right)_{\text{опт}}^2 \frac{1}{j_3^2 \cos^2 \varphi}, \quad (74)$$

т. е., действительно, при уменьшении коэффициента заполнения κ_3 сечение составляющих увеличивается. Объясняется это тем, что при уменьшении κ_3 увеличивается радиус составляющих, см. формулу (64), что определяет возможность уменьшения их числа, см. формулу (65). При заданных же величинах P/P_n и j_3 суммарное сечение проводов не зависит от числа составляющих. Следовательно, с уменьшением n сечение каждого составляющего увеличивается.

Глава вторая
**ИЗОЛИРУЮЩАЯ ПОДВЕСКА ПРОВОДОВ ЛИНИЙ
СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ**

§ 8. Распределение напряжения вдоль гирлянд ВЛ

На линиях электропередачи сверхвысокого напряжения для подвески проводов применяются тарелочные и стержневые изоляторы (рис. 18, 19). Изолирующий стержень стерж-

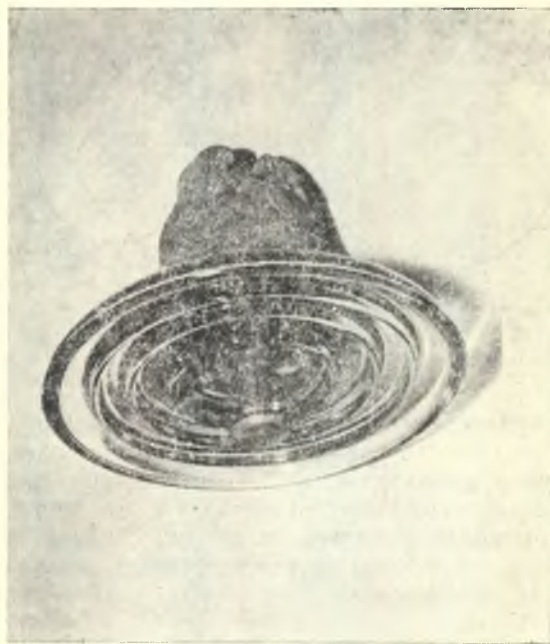


Рис. 18. Тарелочный изолятор из закаленного
стекла для районов с полевыми загрязнениями
ПС-22

невых изоляторов работает на растяжение. Поэтому к материалу таких изоляторов предъявляются чрезвычайно высокие требования по механической надежности, так как разрыв изолирующего стержня приводит к падению провода на землю и, следовательно, к длительному отключению линии. Достоинством стержневых изоляторов является их непробиваемость под воздействием приложенного напряжения, так как разрядные напряжения по воздуху или поверхности изолятора значительно ниже, чем по толще изолирующего

материала. Большие перспективы для стержневых изоляторов открываются в результате освоения новых изоляционных материалов, прежде всего стеклопластиков. Чрезвычайно высокая механическая прочность стеклопластиков, не уступающая прочности стали, при вчетверо меньшем весе позволяет изготовлять очень легкие изоляторы диаметром 15 — 30 мм на разрушающие нагрузки 6 — 30 тс (рис. 20). При увеличении диаметра стержня разрушающая нагрузка может быть еще более повышена.

Однако работы по созданию стеклопластиковых изоляторов находятся пока в начальной стадии. Поэтому еще длительное время наиболее распространенным типом изолятора на воздушных линиях электропередачи будет тарелочный изолятор. Высокие механические характеристики тарелочных изоляторов из фарфора или закаленного стекла обеспечиваются благодаря использованию большей прочности на сжатие этих материалов, чем на разрыв (рис. 21). В настоящее время созданы тарелочные изоляторы на разрушающие нагрузки, вплоть до 40 тс, и разрабатываются изоляторы на большие нагрузки. При использовании для подвески проводов ВЛ тарелочных изоляторов они соединяются последовательно, образуя цепочки или гирлянды изоляторов. Поскольку такая гирлянда находится в сильно неоднородном поле между проводом и опорой, напряжение вдоль нее распределяется неравномерно (рис. 22). Наибольшее падение напряжения оказывается на первом изоляторе, расположенном в самом сильном поле вблизи провода. Наименьшее падение напряжения приходится на изоляторы в средней части гирлянды (ближе к траверсе), там, где напряженность поля провод — опора минимальна.

Каждый тарелочный изолятор представляет собой конденсатор с обкладками металлическая шапка — пестик. Чем больше емкость такого конденсатора,



Рис. 19. Стержневой изолятор из высокопрочного фарфора для районов с повышенным загрязнением атмосферы



Рис. 20. Гладкий стержневой изолятор из стеклопластика с защитной фторопластовой оболочкой

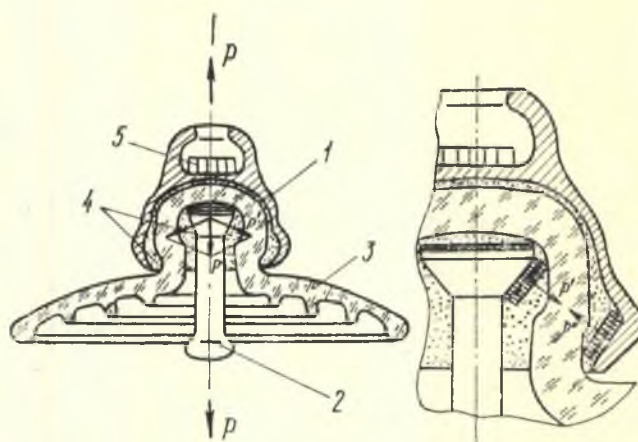


Рис. 21. Схема распределения нагрузок в изолирующей детали тарелочного изолятора:

1 — шапка; 2 — пестик; 3 — изолирующая деталь (тарелка); 4 — цементная заделка; 5 — замок

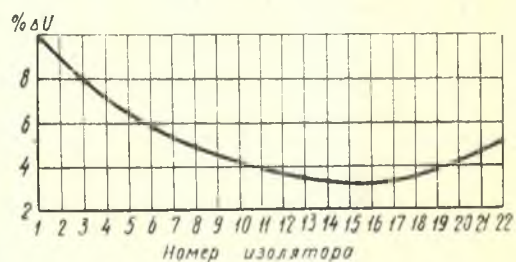


Рис. 22. Распределение напряжения вдоль поддерживающей гирлянды из изоляторов ПС-12 линии класса 500 кв (в процентах от полного напряжения на гирлянде)

тем больше емкостный ток, протекающий вдоль гирлянды изоляторов, тем более равномерно распределяется напряжение вдоль гирлянды. Так, например, напряжение вдоль гирлянды из стеклянных изоляторов распределяется более равномерно, чем для фарфоровых, вследствие меньшей собственной емкости последних.

Таким образом, чем больше собственная емкость изоляторов $C_{и}$, тем больше искажается картина поля между проводом и траверсой (из-за увеличения сквозного емкостного тока через изоляторы), тем

более равномерно распределяется напряжение вдоль гирлянды. Если бы сквозная емкость гирлянды $C_{г} = C_{и}/n_{и}$ (n — число изоляторов в гирлянде) существенно превосходила частичную емкость провода на траверсу, распределение напряжения вдоль гирлянды было бы практически равномерным. Поскольку величина $C_{г}$ одного порядка с емкостью провода на траверсу ($C_{и} \cong 50 \div 70$ пф, при $n_{и} \geq 7$, $C_{г} < 10$ пф), напряжение вдоль гирлянды распределяется неравномерно, причем степень неравномерности увеличивается при увеличении длины гирлянды (при уменьшении $C_{г}$).

Расчетная схема для вычисления распределения напряжения вдоль гирлянды (при сухой поверхности изоляторов, когда активная проводимость пренебрежимо мала по сравнению с емкостной) приведена на рис. 23. При одинаковых частичных емкостях на провод ($C_{п1} = C_{п2} = \dots = C_{п}$) и на землю ($C_{з1} = C_{з2} = \dots = C_{з}$) распределение напряжения вдоль гирлянды может быть вычислено достаточно просто.

Заменим сосредоточенные емкости равномерно распределенными вдоль гирлянды, равными

$$C_{п}' = \frac{C_{п}}{H_{и}}; C_{з}' = \frac{C_{з}}{H_{и}}; C_{и}' = C_{и}H_{и}, \quad (75)$$

где $H_{и}$ — строительная высота изоляторов.

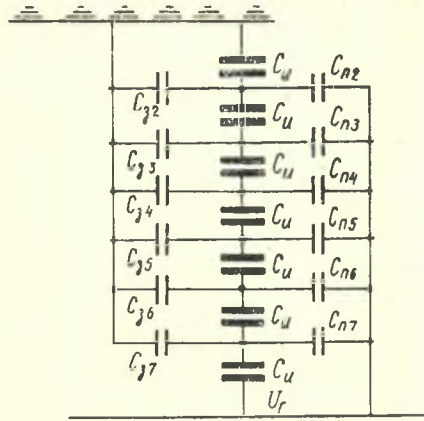


Рис. 23. Схема замещения поля гирлянды воздушной линии:

$C_{и}$ — собственные емкости изоляторов; $C_{пi}$ — частичные емкости сцепной арматуры изолятора (штанка и пестик смежных изоляторов) на провод ($i=1, 2, 3, \dots$); $C_{зi}$ — частичные емкости сцепной арматуры изолятора на землю

На расстоянии x от заземленного конца гирлянды изменение напряжения и тока составляет:

$$\frac{dU_x}{dx} = \frac{1}{j\omega C_n'}; \quad \frac{dI}{dx} = U_x j\omega C_3' + (U_x - U_r) j\omega C_n', \quad (76)$$

где U_r — напряжение на гирлянде.

Для исключения из этих уравнений тока вычислим вторую производную от напряжения

$$\frac{d^2 U_x}{dx^2} = \frac{1}{j\omega C_n'} \frac{dI}{dx} = U_x \frac{C_3' + C_n'}{C_n'} - U_r \frac{C_n'}{C_n'}, \quad (77)$$

откуда получается дифференциальное уравнение второго порядка с правой частью

$$\frac{d^2 U_x}{dx^2} - U_x \frac{C_3' + C_n'}{C_n'} = U_r \frac{C_n'}{C_n'} \quad (78)$$

при граничных условиях:

$$U_x = 0 \quad \text{при } x = 0; \quad U_x = U_r \quad \text{при } x = l_r. \quad (79)$$

Решение такого уравнения имеет вид

$$U_x = A_1 \exp(a'x) + A_2 \exp(-a'x) + B, \quad (80)$$

где

$$a' = \sqrt{\frac{C_3' + C_n'}{C_n'}}. \quad (81)$$

Постоянную B находим путем подстановки выражения (80) в уравнение (78), при этом однородная часть уравнения обращается в нуль:

$$\frac{C_3' + C_n'}{C_n'} B = U_r \frac{C_n'}{C_n'}; \quad B = U_r \frac{C_n'}{C_3' + C_n'}. \quad (82)$$

Постоянные A_1 и A_2 определяются в результате решения системы двух уравнений, получающихся при подстановке в (80) граничных условий:

$$A_1 = \frac{U_r [C_3' + C_n' \exp(-a'l_2)]}{2(C_3' + C_n') \operatorname{sh} a'l_2}; \quad A_2 = \frac{U_r [C_3' + C_n' \exp(a'l_2)]}{2(C_3' + C_n') \operatorname{sh} a'l_2}. \quad (83)$$

После подстановки значений постоянных в формулу (80), получим

$$U_x = \frac{U_r}{C_3' + C_n'} \left[C_n' + C_3' \frac{\operatorname{sh} a'x}{\operatorname{sh} a'l_2} - C_n' \frac{\operatorname{sh} a'(l_2 - x)}{\operatorname{sh} a'l_2} \right]. \quad (84)$$

Падение напряжения на изоляторе со строительной высотой $H_{\text{и}}$ на расстоянии $(k-1)H_{\text{и}}$ от заземленного конца гирлянды

$$\Delta U_k = \frac{U_r}{C_3' + C_{\text{п}}'} \left\{ \frac{C_3'}{\text{sh } a' l_2} [\text{sh } a' k H_{\text{и}} - \text{sh } a' (k-1) H_{\text{и}}] - \right. \\ \left. - \frac{C_{\text{п}}'}{\text{sh } a' l_2} [\text{sh } a' (l_2 - k H_{\text{и}}) - \text{sh } a' [l_2 - (k-1) H_{\text{и}}]] \right\}. \quad (85)$$

Теперь можно вновь перейти от распределенных к сосредоточенным емкостям схемы рис. 23. Согласно (75), (81)

$$a' = \frac{1}{H_{\text{и}}} \sqrt{\frac{C_3 + C_{\text{п}}}{C_{\text{и}}}} = \frac{a}{H_{\text{и}}}. \quad (86)$$

Подставляя $a' = a/H_{\text{и}}$ в формулу (85), получим формулу для относительной величины напряжения на k -м изоляторе, на расстоянии $(k-1)H_{\text{и}}$ от заземленного конца гирлянды

$$\frac{\Delta U_k}{U_r} = \frac{1}{(C_3 + C_{\text{п}}) \text{sh } a n_{\text{и}}} \{ C_3 [\text{sh } a k - \text{sh } a (k-1)] - \\ - C_{\text{п}} [\text{sh } a (n_{\text{и}} - k) - \text{sh } a (n_{\text{и}} - k + 1)] \}, \quad (87)$$

где $n_{\text{и}} = l_r/H_{\text{и}}$ — число изоляторов в гирлянде.

Нетрудно показать, что полученное аналитически распределение падения напряжения вдоль гирлянды имеет минимум. Действительно, минимум падения напряжения вдоль гирлянды будет в точке, где производная dU_x/dx минимальна, т. е. где $d^2U_x/dx^2 = 0$. Воспользовавшись формулой (80) и этим условием минимума, найдем соответствующее значение координаты x :

$$x_{\text{мин}} = \frac{1}{2a'} \ln \left(-\frac{A_2}{A_1} \right). \quad (88)$$

Заменяя распределенные параметры сосредоточенными и подставляя значения A_1 и A_2 согласно (83), получим

$$k_{\text{мин}} \approx \frac{1}{2a} \ln \frac{C_{\text{п}} \exp(a n_{\text{и}}) + C_3}{C_{\text{п}} \exp(-a n_{\text{и}}) + C_3}. \quad (89)$$

Для реальных гирлянд воздушных линий $C_{\text{и}} = (50 \div 70) \text{ нф}$; $C_3 = 4 \div 5 \text{ нф}$; при одиночных проводах $C_{\text{п}} = 0,5 \div 1 \text{ нф}$ и при расщепленных проводах $C_{\text{п}} = 2 \div 3 \text{ нф/м}$, причем чем выше класс напряжения, тем больше суммарная поверхность провода и радиус расщепления (см. гл. I), тем ближе $C_{\text{п}}$ к C_3 (размеры провода и элементов опоры оказываются сравнимы, а поверхность земли отдалается). Следовательно, в случае расщепленных проводов

$$a = \sqrt{\frac{2+4}{70}} = 0,29$$

и, например, для линии 500 кВ ($n_n = 22$)

$$k_{\min} = \frac{1}{2 \cdot 0,29} \ln \frac{2 \exp(22 \cdot 0,29) + 4}{2 \exp(-22 \cdot 0,29) + 4} = 9,8 \approx 10.$$

Полученный результат согласуется с данными измерений (рис. 22)*.

§ 9. Наибольшее падение напряжения на изоляторах в гирлянде и способы его регулирования

Согласно формуле (87) наибольшее падение напряжения приходится на первый от провода (n_n -й) изолятор

$$\begin{aligned} \frac{\Delta U_{n_n}}{U_r} &= \frac{C_3}{C_3 + C_n} \left\{ \left[1 - \frac{\operatorname{sh} a (n_n - 1)}{\operatorname{sh} a n_n} \right] + \frac{C_n}{C_3} \frac{\operatorname{sh} a}{\operatorname{sh} a n_n} \right\} \approx \\ &\approx \frac{1}{1 + \frac{C_n}{C_3}} \{ 1 - \exp[a(n_n - 1) - a n_n] \} = \\ &= \frac{1}{1 + \frac{C_n}{C_3}} [1 - \exp(-a)] = \\ &= \frac{1}{1 + \frac{C_n}{C_3}} \left\{ 1 - \exp \left[-V \frac{C_3}{C_n} \left(1 + \frac{C_n}{C_3} \right) \right] \right\}. \quad (90) \end{aligned}$$

Упрощения в формуле (90) возможны при достаточно большом числе изоляторов в гирлянде n_n , когда

$$\operatorname{sh} a n_n = \frac{1}{2} [\exp(a n_n) - \exp(-a n_n)] \sim \frac{1}{2} \exp(a n_n),$$

т. е. когда $\exp(a n_n) \gg \exp(-a n_n)$ или $\exp(2a n_n) \gg 1$. При $\exp(2a n_n) \geq 100$, $2a n_n \geq 4,6$ и при $a = 0,3$, $n_n \geq 8$.

Таким образом, при $n_n \geq 8$ в случае равенства всех частичных емкостей на землю и на провод относительная величина падения напряжения на первом от провода изоляторе не зависит от числа изоляторов в гирлянде и определяется отношением частичных емкостей на землю и на провод и отношением частичных емкостей на землю к собственной емкости изоляторов. Чем больше отношения C_3/C_n и C_3/C_n , тем больше падение напряжения на первом от провода изоляторе. Например, при $C_n = 70$ пф, $C_3 = 4$ пф и $C_n = 2$ пф

$$\frac{\Delta U_{n_n}}{U_r} = \frac{1}{1 + 0,5} \left\{ 1 - \exp \left[-V \frac{4}{70} (1 + 0,5) \right] \right\} = 0,17.$$

* На рис. 22 нумерация изоляторов начинается от провода, а не от траверсы, как это принято при выводе формулы (87).

Согласно рис. 22 падение напряжения на первом от провода изолятора значительно меньше. Объясняется это тем, что частичные емкости C_3 и C_n заметно изменяются вдоль гирлянды. В частности, непосредственно вблизи провода C_n не только меньше, но больше C_3 , так как провод значительно ближе, чем заземленные предметы. Учитывая слабое влияние на величину $\Delta U_{n_i}/U_r$ числа изоляторов в гирлянде, можно определить величину частичной емкости C_n , при которой $\Delta U_{n_i}/U_r = 0,1$ и $C_n = 70 \text{ пф}$; $C_3 = 3 \text{ пф}$. Согласно (90) соответствующая величина $C_n = 5 \text{ пф}$; эта величина C_n примерно соответствует частичной емкости на расщепленный провод первого изолятора.

Таким образом, в принципе распределение напряжения вдоль гирлянды изоляторов может быть найдено аналитически. Однако достаточно точное решение возможно лишь при учете распределения частичных емкостей вдоль гирлянды, что существенно осложняет решение задачи. В связи с этим, как правило, распределение напряжения вдоль гирлянды изучается экспериментально с помощью шаровых разрядников с малым диаметром шаров (чтобы емкость шарового разрядника была значительно меньше собственной емкости изолятора), подключаемых параллельно изоляторам. Подобное исследование выполнено в лаборатории ТВН ЛПИ для гирлянд с числом изоляторов до 50, что соответствует классу напряжения линий электропередач переменного тока до 1500 кВ включительно. При испытаниях использовались специально разработанные проектно-конструкторским бюро Главэнергостроймеханизации Минэнерго зажимы для крепления к поддерживающим гирляндам различного числа проводов в фазе (рис. 24). Число проводов в фазе и радиус расщепления принимались в соответствии с данными главы 1 для линий класса 330—1500 кВ применительно к типу проводов АСО ($\alpha_3 = 0,67$) при $j_a = 0,8 \div 0,9 \text{ а/мм}^2$ (см. рис. 14).

Изменение расстояния от нижнего изолятора поддерживающей гирлянды до верхних составляющих расщепленных проводов изменяет частичную емкость на провод C_n ближайших к нему изоляторов. Это позволяет регулировать в некоторых пределах падение напряжения на первых от провода изоляторах (рис. 25). В качестве независимой переменной на рис. 25 используется расстояние от оси шарнира (пестик нижнего изолятора — сцепная арматура) до оси верхних составляющих расщепленных проводов.

На рис. 26 приведена зависимость падения напряжения на нижнем, наиболее нагруженном изоляторе, от числа изоляторов в поддерживающей гирлянде при расстоянии $a = 0$. Как видно, при увеличении числа изоляторов в гирлянде до

25 падение напряжения на первом изоляторе в процентах от полного напряжения на гирлянде уменьшается. Однако при дальнейшем увеличении числа изоляторов в гирлянде оно остается практически неизменным и составляет примерно 7%, независимо от числа проводов в расщепленной фазе. Следовательно, увеличением числа изоляторов можно понизить падение напряжения на первом от провода изоляторе гирлянды с числом изоляторов не более 25.

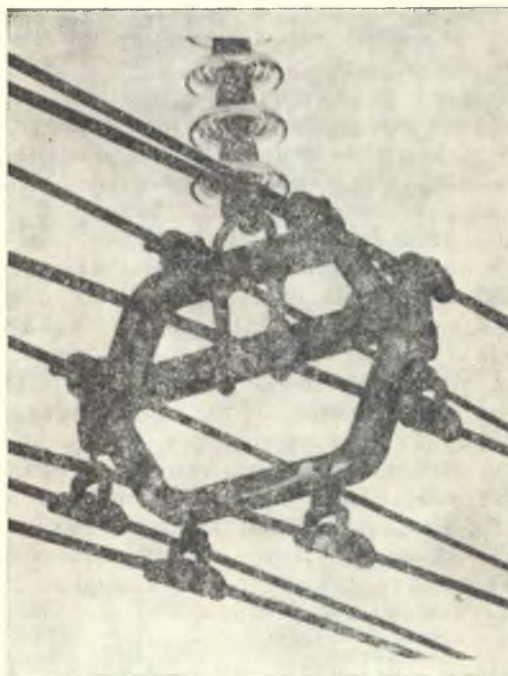


Рис. 24. Поддерживающий зажим для восьми проводов в фазе

По данным рис. 26 на рис. 27 построены зависимости падения напряжения на ближайшем к проводу изоляторе от класса напряжения. Они указывают на то, что для линий класса 1000 кВ и выше падение напряжения на изоляторах в гирлянде достигает чрезвычайно высоких значений. Это обстоятельство должно быть специально учтено при конструировании изоляторов для таких линий.

Более глубокое утопление нижнего изолятора поддерживающей гирлянды в пучок расщепленного провода ($a < 0$) нецелесообразно, так как уменьшение падения напряжения

на нижнем изоляторе сопровождается повышением напряжения на следующем изоляторе.

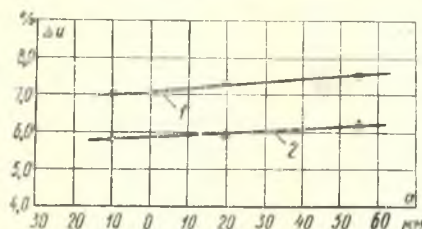


Рис. 25. Зависимости падения напряжения на первом изоляторе поддерживающей гирлянды ВЛ 750 кВ (в процентах от напряжения на всей гирлянде) от высоты подвески a :

1 — первый изолятор гирлянды 25хПС-22;
2 — второй изолятор

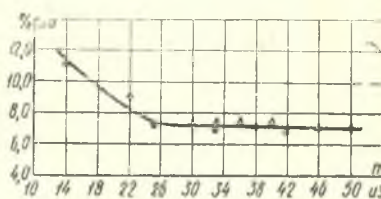


Рис. 26. Зависимость падения напряжения на нижнем изоляторе поддерживающей гирлянды от числа изоляторов в ней при разном числе проводов в фазе:

□ — $n=2$; ○ — $n=3$; ● — $n=5$; ▲ — $n=8$

Падение напряжения на нижних изоляторах поддерживающей гирлянды можно уменьшить расщеплением нижней части гирлянды, т. е. подвеской вместо одного параллельно двух изоляторов. При этом увеличивается собственная емкость изоляторов (вместо $C_{и}—2C_{и}$) и уменьшается падение напряжения на изоляторах в расщепленной части гирлянды.

Однако при такой конструкции гирлянды существенно увеличивается падение напряжения на нижнем изоляторе нерасщепленной части гирлянды. При увеличении числа изоляторов в расщепленной части гирлянды этот пик падения напряжения уменьшается, но одновременно ослабевает эффект от расщепления гирлянды, так как увеличивается падение напряжения на ближайших к проводу изоляторах. Чтобы устранить пик напряжения у переходной части гирлянды, на коромысле (между одиночной и расщепленной частями гирлянды) может быть укреплен экран (кольцо).

Недостатком подвески проводов к промежуточным опорам с помощью одиночных поддерживающих гирлянд является

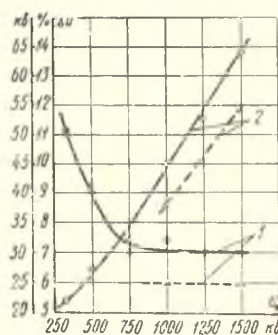


Рис. 27. Зависимости падения напряжения на ближайшем к проводу изоляторе от класса напряжения линии для одиночной (●, ○ — сплошные линии) и расщепленной (▲, △ — пунктир) гирлянд:

1 — в процентах от наибольшего рабочего напряжения;
2 — абсолютное значение падения напряжения, кВ

возможность качания проводов под напором бокового ветра. При максимальной расчетной скорости ветра 30—40 м/сек гирлянды могут отклоняться на угол до 40—50° по отношению к вертикали. В связи с этим для исключения перекрытий с проводов на стойки опоры междуфазовые расстояния существенно увеличиваются по сравнению с необходимыми при отсутствии ветра. Увеличение междуфазовых расстояний уменьшает пропускную способность электропередачи, см. формулу (26), увеличивает габариты и вес опор. Кроме того, при увеличении междуфазовых расстояний повышается напряженность поля у поверхности земли под проводами ВЛ, что увеличивает токи, протекающие через человека и животных, т. е. в конечном счете увеличивает неблагоприятное влияние линий электропередачи.

Подвеска проводов к опоре с помощью двух гирлянд, расположенных под углом к вертикали, соответствующим максимальному их отклонению при боковом ветре, обеспечивает стабильное положение провода по отношению к опоре и позволяет создать линии с минимальными междуфазовыми расстояниями.

Механические испытания гирлянд, выполненные ПКБ Главэнергостроймеханизации Минэнерго, показали, что оптимальный угол между гирляндами равен 90°.

При такой форме изолирующей подвески проводов особое значение приобретает рациональная конструкция их крепления и, прежде всего, их расположения относительно изоляторов гирлянды, так как от него зависит падение напряжения на ближайших к проводу изоляторах. Очевидно, что те принципы сопряжения проводов с гирляндами, которые были изложены ранее применительно к варианту свободной подвески проводов с помощью одиночной поддерживающей гирлянды, сохраняют значение и в данном случае. Необходимо обеспечить приближение проводов к тарелке первого от провода изолятора.

Удовлетворяющие изложенным принципам узлы сочленения проводов с V-образными гирляндами могут быть получены только в случае отказа от традиционного расположения составляющих расщепленных проводов. Так, на рис. 28 показаны узлы сочленения проводов и гирлянд для случая расщепления проводов на 4 составляющие. Во всех случаях удастся обеспечить необходимую степень приближения проводов к ближайшим к проводу изоляторам гирлянд и полностью отказаться от применения специальной экранирующей арматуры. Падение напряжения на первых от провода изоляторах оказывается в пределах допустимого.

Несмотря на очевидные преимущества V-образных гирлянд, они до настоящего времени не нашли широкого при-

менения в СССР, тогда как за рубежом V-образная подвеска используется все шире. В СССР смонтирована только одна линия на V-образных гирляндах — линия 500 кВ Ингури — Тбилиси (средняя фаза), проходящая в горных районах с повышенными ветровыми и гололедными нагрузками.

Недостатком V-образной подвески проводов является вдвое больший расход изоляторов, при этом растет стоимость изоляции и увеличивается вероятность повреждения изоляции. Кроме того, сближение фаз при V-образной подвеске

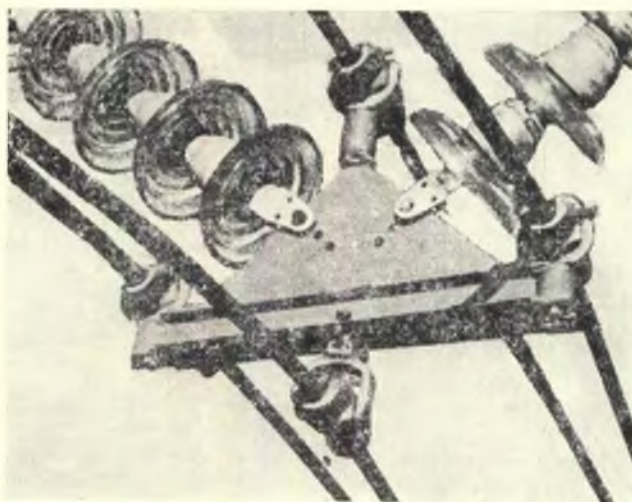


Рис. 28. Фотография узлов сочленения расщепленных проводов с V-образной гирляндой ВЛ 750 кВ

проводов не приводит к сокращению длины траверсы опоры. В связи с этим интересно предложение об использовании конструкции, получившей название «изолирующая траверса». Идея этой конструкции заключается в том, чтобы заменить одну из ветвей V-образной гирлянды крайних фаз линии опорной колонкой изоляторов (рис. 29). Эта колонка (горизонтальная) воспринимает только сжимающие усилия, так как все узлы выполнены шарнирными, причем вся конструкция в случае обрыва провода поворачивается относительно оси крепления к стойке опоры. Опорная колонка может быть выполнена из изоляторов, рассчитанных на значительно меньшие растягивающие разрушающие нагрузки, чем изоляторы ветви V-образной гирлянды. Поэтому стоимость изолирующей подвески всех трех фаз линии (средняя — V-образная и крайние фазы — с помощью изолирующих траверс)

оказывается значительно ближе к стоимости трех одиночных гирлянд при свободной подвеске проводов. При этом следует

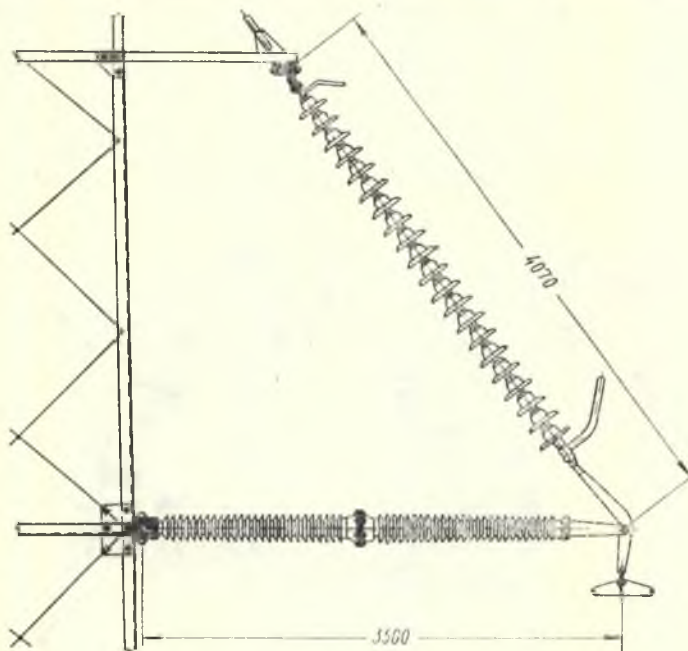


Рис. 29. Конструкция изолирующей траверсы для линии класса 420 кВ (Италия)

иметь в виду, что в принципе V-образная подвеска обеспечивает также возможность снижения высоты опоры (см. гл. 3).

§ 10. Оценка допустимого падения напряжения на изоляторах воздушных линий

Неравномерность распределения напряжения вдоль гирлянд тарелочных изоляторов выдвигает проблему определения допустимого падения напряжения на изоляторах. При этом имеются в виду следующие возможные последствия работы изоляторов при повышенном напряжении:

1. Ускоренное старение изолирующей детали изоляторов при повышенной электрической нагрузке.

2. Ускоренное старение (коррозия) металлических частей изоляторов в атмосфере озона и окислов азота, образующихся при возникновении коронного разряда на арматуре изоляторов.

3. Возбуждение высокочастотных колебаний электромагнитного поля стримерным коронным разрядом на арматуре

изоляторов, вызывающих помехи радио- и телеприему вдоль трассы линий сверхвысокого напряжения.

Ни по одному из этих последствий в настоящее время нет единой точки зрения. Так, по п. 1 часто ссылаются на отсутствие избирательного старения изоляторов в гирлянде преимущественно в нижней части поддерживающих гирлянд, где падение напряжения на изоляторах наибольшее. Следует заметить, однако, что статистическая обработка результатов эксплуатационной отбраковки изоляторов в достаточном количестве не производилась.

С другой стороны, наибольшее напряжение на изоляторах, эксплуатируемых на действующих линиях до 500 кВ включительно, не превосходит 30 кВ, тогда как согласно ГОСТу пробивное напряжение таких изоляторов не меньше 90 кВ. Следовательно, по отношению к пробивному напряжению имеется трехкратный запас электрической прочности. При увеличении класса напряжения этот запас сокращается, что должно привести к увеличению влияния рабочего напряжения на старение тарелочных изоляторов. Поэтому допустимое рабочее напряжение на изоляторах, по условию их старения в эксплуатации, необходимо определить после тщательного сбора и анализа статистики отбраковки изоляторов в эксплуатации и специальных исследований.

По п. 2 специальными исследованиями (выполненными в ЛПИ Архангельским) подтверждено влияние коронного разряда на интенсивность коррозии арматуры изоляторов в условиях эксплуатации. Однако количественный критерий, ограничивающий напряжение на изоляторе, не найден. В общей форме он может быть сформулирован как недопустимость интенсивной (видимой) короны на арматуре изоляторов.

По п. 3 может быть дана количественная оценка допустимого на изоляторе напряжения на основе работ, выполненных в НИИПТе (Л. С. Перельманом). Наблюдения показали, что интенсивное возрастание помех от изоляторов связано с появлением сильного акустического шума и интенсивной видимой короны в месте заделки пестика изолятора и на краю шапки у сопряжения с изолирующей деталью. Выполненные исследования применительно к гирлянде 750 кВ показали, что допустимое напряжение на изоляторе по уровню помех соответствует току помех 15 ± 5 мкА при частоте 1 МГц.

Согласно ГОСТу* допустимое напряжение по уровню радиопомех определяют на одиночном изоляторе, сцепленном стержнем с испытательной арматурой, имитирующей шапку

* ГОСТ 14197 — 69. Изоляторы стеклянные линейные подвесные высоковольтные. М., 1969.

изолятора того же исполнения. Испытываемый изолятор должен быть очищен и находиться в сухом состоянии.

Изолятор считают выдержавшим испытание, если полученное значение допустимого напряжения не ниже норм, установленных для данного класса изоляторов (табл. 1).

Таблица 1

Механическая раз- рушающая нагрузка, не менее, <i>т</i>	Пробивное напряжение в масле, не менее <i>кв</i>	Допустимое напряжение по уровню радиопомех от короны не менее, <i>кв</i>
6	90	28
12	90	35
16	100	40
22	110	40
30	110	45
40	110	50
50	110	60

Допустимое напряжение по уровню радиопомех задано в соответствии с кривой 2 рис. 27 с учетом повышения механической нагрузки на изоляторы поддерживающих гирлянд при увеличении класса напряжения линии. Так, например, на линии класса 750 *кв* наибольшее падение напряжения на изоляторах составляет 35 *кв*. Поддерживающие гирлянды 750 *кв* комплектуются из изоляторов ЛС-22, допустимое напряжение по уровню помех которых по ГОСТу должно быть не менее 40 *кв*.

Глава третья

ГАБАРИТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

§ 11. Особенности работы изоляции воздушных линий и ее испытаний в лабораторных условиях

Изоляция воздушных линий подвергается воздействию рабочего напряжения, внутренних и грозовых перенапряжений. Согласно принятой в СССР методике изоляция ВЛ сверхвысокого напряжения выбирается по условию надежной работы при рабочем напряжении и внутренних перенапряжениях, а приемлемая надежность работы изоляции при грозовых перенапряжениях обеспечивается соответствующим ком-

плексом мероприятий по ограничению грозových перенапряжений.

Поскольку изоляция с высокой степенью надежности должна выдерживать воздействие перенапряжений, значительно превышающих рабочее напряжение, перекрытия при рабочем напряжении возможны только при неблагоприятных метеорологических условиях. Например, опасность перекрытия гирлянды изоляторов при рабочем напряжении возникает лишь при увлажнении поверхности изоляторов. Опасность перекрытия воздушного промежутка между свободно подвешенным проводом и стойкой опоры имеется лишь при сильном боковом ветре, существенно отклоняющем провод по направлению к стойке опоры. При V-образной подвеске провода, исключающей его колебания, внутренние перенапряжения полностью определяют расстояние между проводом и стойкой опоры. Поэтому основные габариты воздушных линий определяются внутренними перенапряжениями, вероятность совпадения которых с особо неблагоприятными метеорологическими условиями достаточно мала.

В выбранные по условию надежной работы при внутренних перенапряжениях габариты должны быть вписаны несущие провод поддерживающие и натяжные гирлянды с тем, чтобы при этом обеспечивалась достаточно высокая надежность работы изоляции при рабочем напряжении. Достигается это соответствующим развитием поверхности изоляторов. Если при каком-либо типе изоляторов длина пути тока утечки вдоль гирлянды оказывается недостаточной (недостаточна электрическая прочность при рабочем напряжении), необходимо применение другого типа изоляторов с увеличенным отношением длины пути утечки к строительной высоте изолятора $L_{и}/H_{и}$.

Величины воздействующих перенапряжений зависят от принятой системы их ограничения: наличия разрядников, ограничивающих перенапряжения; их количества, расположения и характеристик; типа выключателей; величины вынужденной составляющей перенапряжений.

Обилие средств воздействия на надежность работы изоляции электропередач затрудняет выбор наиболее целесообразной их комбинации при субъективном подходе к оценке ее достоинств и недостатков. Наиболее объективным критерием оптимальности изоляционных конструкций и принятой системы ограничения перенапряжений является критерий минимума приведенных затрат (приведенных к одному году). При этом имеется в виду, что увеличение линейных размеров изоляции, усложнение ее формы, создание более эффективной системы ограничения перенапряжений приводит к возрастанию капитальных затрат, однако одновременно уменьшается

ущерб от перерыва электроснабжения и затраты на ремонтные работы по ликвидации последствий перекрытий. Формула приведенных затрат для воздушных линий электропередачи может быть записана в общей форме:

$$Z = (p_n + p_a) [K(l, f) + K_{гр} + K_k] + Y(l, f, K_{гр}, K_k), \quad (91)$$

где p_n и p_a — нормативные коэффициенты эффективности капиталовложений и амортизационных отчислений;

$K(l, f)$ — часть капитальных затрат на конструкции линии, зависящая от линейных размеров изоляции и формы изоляторов;

$K_{гр}$ — сумма капиталовложений в средства ограничения прозовых перенапряжений;

K_k — сумма капитальных затрат на средства ограничения коммутационных перенапряжений;

$Y(l, f, K_{гр}, K_k)$ — зависимость ущерба при перерывах электроснабжения от линейных размеров и характеристики формы изоляторов, а также стоимости средств ограничения перенапряжений.

Разделение зависимости капитальных затрат в конструкции линии от длины и формы изоляции предполагает, что при неизменной длине гирлянды изоляторов может быть обеспечена различная электрическая прочность гирлянды за счет применения изоляторов разной формы, например, с различным отношением $L_{и}/H_{и}$. В качестве характеристики формы изолятора может быть принята средняя влагоразрядная напряженность по строительной высоте изолятора при загрязнении, соответствующем трассе линии.

Независимыми переменными в уравнении (91) являются величины l , f , $K_{гр}$ и K_k . Их оптимальные значения находятся в результате решения системы четырех уравнений в частных производных по всем этим переменным. В принципе такая система уравнений разрешима. Ее решения определяют такую конструкцию изоляции и средства ограничения перенапряжений, которым соответствует минимум приведенных затрат. Для практических целей могут использоваться также частные решения этой системы при заданных значениях той или иной переменной, например, при определенных системах ограничения перенапряжений ($K_k = \text{const}$; $K_{гр} = \text{const}$). В этом случае оптимизируется только изоляция линии.

Выполненные согласно изложенной методике расчеты позволили оценить оптимальное число перекрытий изоляции воздушных линий — около одного раза в течение 10 лет. Это число перекрытий будет использовано далее при изложении методики выбора изоляции воздушных линий.

Следует учитывать взаимное влияние на выбор изоляции воздушных линий требований к ней, сформулированных во введении. Размеры воздушных промежутков оказывают влияние на конструкцию проводов, выбираемую по условиям ограничения потерь на корону и радиопомех, поскольку при уменьшении расстояния между проводами увеличивается средняя напряженность в промежутке при нормальном эксплуатационном режиме, а следовательно, и напряженность поля на поверхности провода при неизменной его конструкции. С другой стороны, изменение конструкции проводов

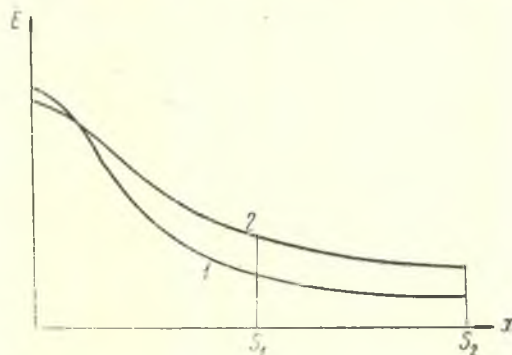


Рис. 30. Сравнительная картина электрического поля перед пробоем в промежутке провод — опора при разных расстояниях S_1 и S_2 , соответствующих разным классам напряжения U_{H1} и U_{H2} :

1 — при неизменной конструкции провода, выбранной для класса напряжения U_{H1} ; 2 — при измененной конструкции провода, удовлетворяющей условиям ограничения потерь на корону и радиопомех при классе напряжения U_{H2} .

с целью ограничения напряженности поля на их поверхности и удовлетворения условий ограничения потерь и радиопомех (см. главу I) приводит к выравниванию поля между проводами и заземленными конструкциями опор и земель, что увеличивает разрядные напряжения (рис. 30). Действительно, чем больше напряженность в области наиболее слабого поля в промежутках с резко неоднородным полем, тем выше их электрическая прочность. Например, электрическая прочность промежутка провод — земля значительно выше, чем промежутка стержень — плоскость той же длины.

В связи с этим широко используемый в настоящее время способ экспериментального исследования зависимости электрической прочности воздушного промежутка какого-либо типа от его длины при неизменной конструкции электрода (например, провода или экрана опорной изоляции аппарата)

ошибочен. Этот способ явился основой пессимистических прогнозов о возможностях дальнейшего повышения номинальных напряжений электропередач переменного тока. В качестве примера на рис. 31 приведены зависимости 50 %-ных разрядных напряжений воздушного промежутка между проводом и траверсой опоры от его длины, полученные при одиночном проводе и проводах, расщепленных на 2—4 и на

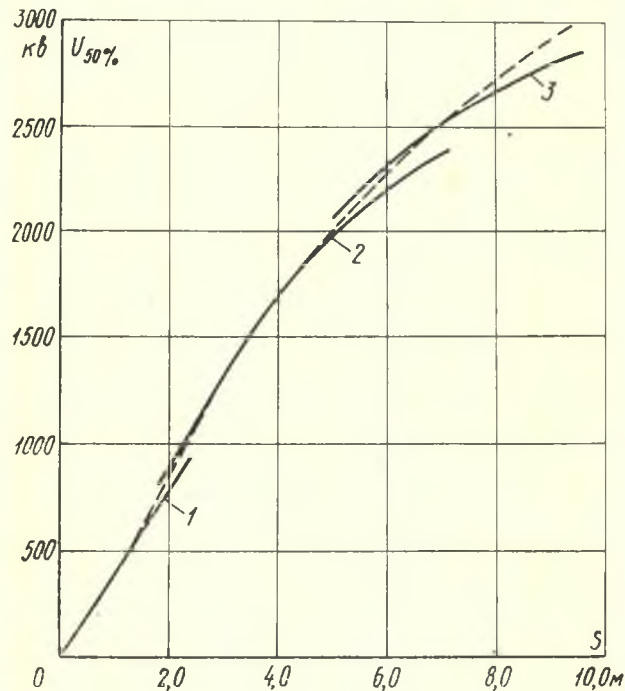


Рис. 31. Зависимости 50 %-ных разрядных напряжений воздушного промежутка между проводом и траверсой опоры от его длины:

1 — одиночный провод; 2 — провод из двух-четырех составляющих АСО-400 при радиусе расщепления $r_p = 20 \div 40$ см; 3 — провод из 8 составляющих при $r_p = 60$ см

8 составляющих АСО-400. Как видно, возрастание разрядных напряжений в каждом случае постепенно замедляется. Однако, если учесть, что увеличение длины воздушного промежутка соответствует увеличению рабочего напряжения электропередачи и, следовательно, увеличению числа составляющих расщепленного провода и радиуса расщепления, зависимость $U_{50\%} = f(S)$ должна быть проведена примерно так, как указано пунктиром. При этом тенденция к «насыщению» зависимости $U_{50\%} = f(S)$ исчезает.

С учетом этого обстоятельства на рис. 32 приведены экстраполированные данные об электрической прочности характерных воздушных промежутков при импульсах коммутационных перенапряжений, а на рис. 33 — при напряжении промышленной частоты.

Среднеквадратичное отклонение разрядных напряжений воздушных промежутков на опоре от среднего значения при неизменных метеорологических условиях при промышленной частоте равно $\sigma_p \approx 2\%$. Кроме того, при случайных колебаниях метеорологических усло-

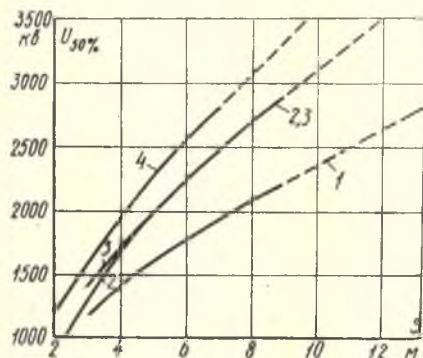


Рис. 32. Усредненные экстраполированные зависимости 50%-ных разрядных напряжений характерных промежутков ВЛ сверхвысокого напряжения при коммутационных перенапряжениях:

1 — провод — земля; 2 — провод — опора ВЛ; 3 — провод — транспорт; 4 — провод — провод

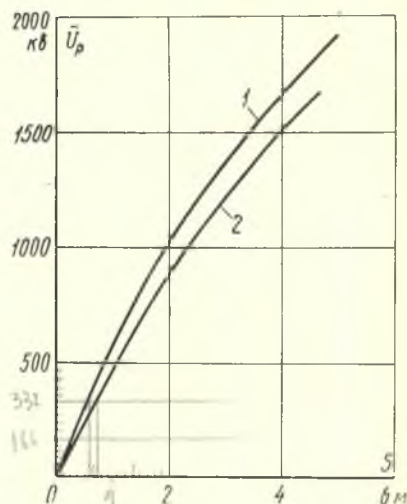


Рис. 33. Зависимости разрядных напряжений воздушных промежутков между проводом и стойкой опоры (1) и между проводом и траверсой (2) от их длины при плавном подъеме напряжения промышленной частоты

вий изменяется среднее разрядное напряжение. Его среднеквадратичное отклонение от среднегодового значения $\sigma_m \approx 2 \div 3\%$. Следовательно, величина среднеквадратичного отклонения разрядных напряжений от среднегодового значения равна

$$\sigma_{pe} = \sqrt{\sigma_p^2 + \sigma_m^2} = 2,8 \div 3,6\%. \quad (92)$$

При импульсах коммутационных перенапряжений крутизна зависимости вероятности перекрытия изоляции от амплитуды импульсов характеризуется стандартом $\sigma = U_{50\%} - U_{16\%}$. Величины σ (в % от $U_{50\%}$) для различного типа промежутков приведены в табл. 2.

Для воздушных промежутков длиной 4 м и более $\sigma_m \sim 2\%$. Поэтому практически в соответствии с формулой (92) $\sigma_e \sim \sigma$.

Таблица 2

Тип промежутка	Стандарт $\sigma\%$
Провод — земля	4
Провод — транспорт	5
Провод — провод	5
Провод — опора	
110 — 220 кВ	4
300 кВ	6
500 кВ и выше	7

Однако, когда разряд развивается вдоль поверхности изоляционных конструкций (гирлянд изоляторов, колонок изоляторов), отмечается повышенная величина $\sigma_m \sim 4\%$, которую необходимо учитывать независимо от длины промежутка.

Приведенные выше данные об электрической прочности воздушных промежутков на опоре получены при подвеске провода с помощью одиночной поддерживающей гирлянды. В связи с перспективами применения V-образной подвески проводов представляют интерес данные об ее электрической прочности.

При испытаниях макетов опор с V-образной подвеской проводов выявился ряд интересных общих закономерностей. Прежде всего, необходимо отметить, что электрическая прочность промежутков провод — траверса и провод — стойка при близких размерах сечения траверсы и стойки одинаковы. Так, например, при одинаковых расстояниях от провода до траверсы и до стойки количество разрядов с провода на траверсу и на стойку одинаково. Увеличение расстояния до стойки приводит к такому же увеличению разрядных напряжений, как и увеличение расстояния до траверсы. При длине гирлянды, превышающих кратчайшее расстояние от провода до траверсы, разряд развивается в большинстве случаев по кратчайшему пути на траверсу и на стойку. Однако наблюдаются разряды и вдоль гирлянды.

Изменение конфигурации опоры вблизи проводов (на высоте их изолирующей подвески) оказывает заметное влияние на 50%-ные разрядные напряжения всей изоляционной конструкции на опоре в целом (провод — опора), что иллюстрируется рис. 34. Верхняя кривая соответствует случаю практически полного отсутствия влияния стоек на развитие разряда (расстояние от провода до стоек в несколько раз больше, чем до траверсы). Следующие кривые получены при наличии одной и двух стоек на таком же расстоянии от провода, как и траверса. Они соответствуют расположению крайней и средней фазы на промежуточной опоре порталного типа. Еще ниже кривая для «окна», когда провод со всех сторон

окружен металлическими конструкциями такого же сечения, как траверса. Этот случай относится к средней фазе опоры типа «рюмка».

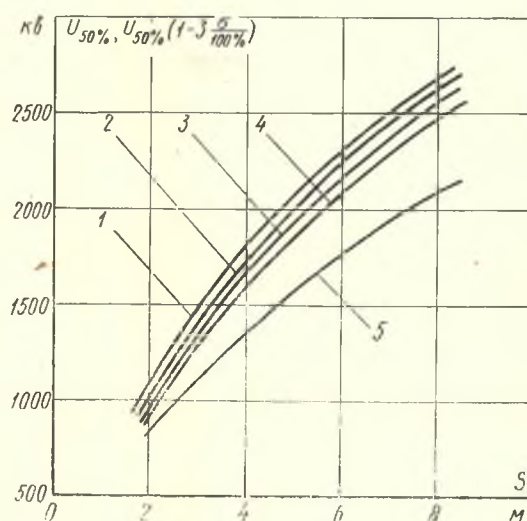


Рис. 34. Зависимости 50%-ных разрядных напряжений воздушных промежутков при V-образной подвеске проводов на опоре с сечением металлоконструкций $1 \times 1 \text{ м}^2$ от их длины при импульсах с длиной фронта первого полупериода положительной полярности 3000 мксек:

1 — провод — траверса; 2 — провод — траверса и одна стойка; 3 — провод — траверса и две стойки; 4 — провод в «окне». Кратчайшие расстояния от провода до поверхности траверсы, стоек и нижней перекладины одинаковы; 5 — усредненная зависимость от S величины $U_{50\%} - 3\sigma$

Однако уменьшение 50%-ных разрядных напряжений от одного случая к другому сопровождается уменьшением стандарта σ (табл. 3).

Таблица 3

Тип промежутка	σ , %	σ_{Σ} , %
Провод — траверса	7,5	7,8
Провод — траверса — стойка	6,4	6,7
Провод — траверса — 2 стойки	6,2	6,5
Провод в «окне»	5,0	5,4

Примечание. В столбце σ_{Σ} , % приведены значения стандарта σ , вычисленные по формуле (92) при $\sigma_m = 2\%$.

Одновременное уменьшение $U_{50\%}$ и $\sigma\%$ уменьшает различия амплитуд напряжений, соответствующих вероятности указанных промежутков, меньшей 0,5. Например, амплитуды перенапряжений, соответствующие вероятности перекрытия $\Psi = 0,0013$,

$$U_M = U_{50\%} - 3\sigma$$

по данным рис. 34 и табл. 3 оказываются одинаковыми. Это обстоятельство имеет чрезвычайно большое значение для выбора габаритов опор.

§ 12. Методика оценки электрической прочности изоляционных конструкций на основе экспериментальных исследований их элементов

Воздушная изоляция линий электропередачи не однородна по их длине. Наименьшая электрическая прочность имеет место на опорах и в середине пролета между проводом и землей. Поэтому можно говорить об ослабленных местах изоляции линии, электрическая прочность которых и определяет электрическую прочность изоляции линии.

Провести испытание изоляции линии в целом чрезвычайно сложно и нецелесообразно, так как по характеристикам испытанного в лабораторных условиях одного ослабленного места изоляции линии можно вычислить характеристики электрической прочности изоляции всей линии. При этом имеется в виду, что перекрытие хотя бы одного ослабленного места изоляции означает перекрытие всей линии в целом. Одновременное перекрытие двух или более ослабленных мест также означает одно перекрытие изоляции линии.

Однако макетирование такого ослабленного места в лабораторных условиях должно быть произведено достаточно тщательно, чтобы не исказить условий развития разряда. В частности, протяженность макета провода должна быть такова, чтобы исключить влияние поля окончаний макета на развитие разряда, например, с конца макета на опору при испытаниях воздушного промежутка провод — опора или с конца макета на землю — при испытаниях промежутка между проводом и землей.

Если вероятность перекрытия одного ослабленного места при напряжении U равна $\Psi_1(U)$, то вероятность отсутствия его перекрытия равна $1 - \Psi_1(U)$. Вероятность того, что ни одно из ослабленных мест линии не перекроется (что не пере-

кроется изоляция линии), равна произведению вероятностей перекрытия всех ослабленных мест

$$1 - \Psi_m(U) = \prod_{i=1}^m [1 - \Psi_i(U)], \quad (93)$$

где $\Psi_m(U)$ — вероятность перекрытия изоляции линии (хотя бы одного ослабленного места). Отсюда

$$\Psi_m(U) = 1 - \prod_{i=1}^m [1 - \Psi_i(U)]. \quad (94)$$

Если все ослабленные места одинаковы ($\Psi_1(U) = \Psi_2(U) = \dots = \Psi_m(U)$), то формула (93) упрощается:

$$\Psi_m(U) = 1 - [1 - \Psi_1(U)]^m, \quad (95)$$

или, после возведения в степень,

$$\Psi_m(U) = m\Psi_1(U) \left[1 - \frac{m-1}{2}\Psi_1(U) + \frac{(m-1)(m-2)}{6}\Psi_1^2(U) \dots \right]. \quad (96)$$

Из последнего выражения видно, что при условии $\Psi_1(U) \ll 1/m$

$$\Psi_m(U) = m\Psi_1(U), \quad (97)$$

т. е. вероятность перекрытия одного из m ослабленных мест определяется простым суммированием вероятностей перекрытия каждого ослабленного места.

Из формул (94) — (97) следует также, что при больших величинах m вероятность перекрытия изоляции линии значительно превосходит вероятность перекрытия одного ослабленного места $\Psi_1(U)$, т. е. зависимость вероятности перекрытия изоляции линии в целом от напряжения смещена в сторону меньших значений напряжения относительно такой же зависимости для уединенного ослабленного места (рис. 35). Снижение электрической прочности изоляции линии в целом по сравнению с прочностью уединенного ослабленного места можно оценить по снижению 50%-ного разрядного напряжения $U_{50\%, m}$. Так как вероятность перекрытия изоляции линии в целом при ее 50%-ном разрядном напряжении

$$\Psi_m(U_{50\%, m}) = 0,5,$$

из формулы (95) может быть найдена соответствующая величине $U_{50\%, m}$ вероятность перекрытия уединенного ослабленного места

$$\Psi_1(U_{50\%, m}) = 1 - \sqrt[m]{0,5}, \quad (98)$$

откуда по заданной кривой $\Psi_1(U)$ можно найти $U_{50\%, m}$.

Результаты вычислений по формуле (98) для случая соответствия $\Psi_1(U)$ нормальному закону

$$\Psi_1(U) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_1} \int_{-\infty}^U \exp\left[-\frac{(U - U_{50\%,1})^2}{\sigma_1^2}\right] dU \quad (99)$$

приведены в табл. 4 в относительных единицах, где в качестве базисной величины для отклонения $U_{50\%,m}$ от $U_{50\%,1}$ принят стандарт зависимости $\Psi_1(U)$.

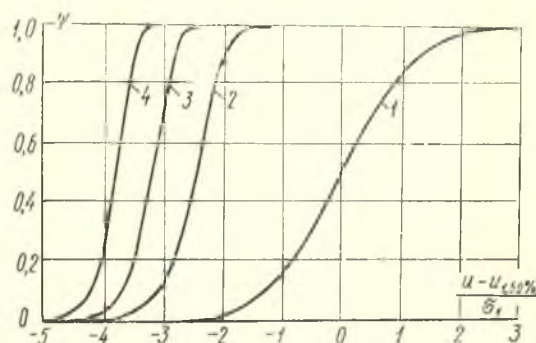


Рис. 35. Зависимости вероятности перекрытия Ψ от величины действующего напряжения для уединенного ослабленного места (1) и изоляции линии в целом при $m = 100$ (2), $m = 1000$ (3) и $m = 10000$ (4).

Таблица 4

m	1	2	4	10	20	50	100	200	500	1000	10 000
$z_{50\%,1} = \frac{U_{50\%,1} - U_{50\%,m}}{\sigma_1}$	0	0,55	1	1,5	1,84	2,2	2,45	2,7	3	3,2	3,8
σ_m/σ_1	1	0,81	0,7	0,6	0,54	0,47	0,42	0,38	0,35	0,33	0,28

Как видно из табл. 4 и рис. 35, при большом числе ослабленных мест, характерном для воздушных линий, снижение 50%-ного разрядного напряжения весьма существенно. Однако при этом увеличивается крутизна кривой $\Psi_m(U)$, что соответствует уменьшению величины σ_m по сравнению с σ_1 (см. табл. 4). В результате при $m \approx 1000$ σ_m имеет порядок 1—2% (при $\sigma_1 \approx 3 \div 7\%$), т. е. зависимость $\Psi_m(U)$ становится близкой к единичной функции, которая равна 0 при $U < U_{50\%,m}$

и равна 1 при $U \geq U_{50\% \text{ м}}$. Это обстоятельство существенно облегчает выбор изоляции воздушных линий.

Рабочее напряжение воздействует одновременно на все ослабленные места линии. Поэтому, например, при вычислении вероятности (числа) перекрытий гирлянд изоляторов надо учитывать общее число гирлянд на линии (на 100 км линии 110 кВ $m \approx 1000$, так как на 1 км приходится 3 опоры и на каждой промежуточной опоре по 3 гирлянды, а на анкерной — по 6 гирлянд).

Коммутационные перенапряжения распределяются вдоль линий неравномерно. Наибольшие перенапряжения возникают на свободном конце линии. Вероятность перекрытия изоляции линии в этом случае может быть вычислена по формуле

$$\Psi_i(U_{\text{макс}}) = 1 - \prod_{i=1}^m [1 - \Psi_i(U_i)], \quad (100)$$

где U_i — напряжение, воздействующее на i -е ослабленное место;

$U_{\text{макс}}$ — максимальное напряжение на линии.

Вычисления по формуле (100) показали, что в случае отсутствия разрядников и реакторов на конце линии вероятность перекрытия изоляции всей линии примерно в 100 раз превосходит вероятность перекрытия ослабленного места в конце линии, на которое воздействует наибольшее перенапряжение. Согласно формуле (97) это означает, что действительная линия может быть заменена условной с расчетным числом ослабленных мест $m = 100$ и с равномерным распределением напряжения вдоль линии, равным наибольшему напряжению. При наличии разрядников и реакторов по концам линии распределение напряжения оказывается более равномерным и число m увеличивается примерно до 500.

§ 13. Выбор изоляции ВЛ по условию надежной работы в нормальном эксплуатационном режиме

Методика выбора гирлянд изоляторов

Вероятность перекрытия одиночной гирлянды изоляторов какого-либо типа при одном увлажнении при заданной удельной поверхностной проводимости $\bar{x}_n$ определяется функцией

$$\begin{aligned} \Psi_1(E_H, \bar{x}_n) &= \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_1} \int_{-\infty}^{E_H} \exp \left\{ -\frac{[E_H - E_{в\ p\ H}(\bar{x}_n)]^2}{2\sigma_1^2} \right\} dE_H = \\ &= F_n \left[\frac{E_H - E_{в\ p\ H}(\bar{x}_n)}{\sigma_1} \right], \end{aligned} \quad (101)$$

где E_H — средняя напряженность поля по строительной высоте изоляторов в нормальном эксплуатационном режиме;

$E_{в р Н}$ — 50%-ная разрядная напряженность по строительной высоте изолятора;

σ_1 — стандарт кривой $\Psi_1(U)$;

$F_n \left[\frac{E_H - E_{в р Н}(\bar{x}_n)}{\sigma_1} \right]$ — функция нормального распределения случайных величин.

Число перекрытий одной из m гирлянд на линии (вероятность перекрытия изоляции линии в целом) с учетом неравномерности распределения загрязнения изоляторов вдоль линии и колебаний рабочей напряженности при среднем числе опасных увлажнений в течение года N_y равно

$$N_{пер} = N_y m \int_{E_{H \min}}^{E_{H \max}} f(E_H) \int_{\bar{x}_{п \min}}^{\bar{x}_{п \max}} f(\bar{x}_n) \times \\ \times F_n \left[\frac{E_H - E_{в р Н}(\bar{x}_n)}{\sigma_1} \right] dE_H d\bar{x}_n, \quad (102)$$

где $f(E_H)$ — плотность распределения средней рабочей напряженности E_H ;

$f(\bar{x}_n)$ — плотность распределения $\bar{x}_n$ в течение года.

Опыт эксплуатации показывает, что среднеэксплуатационное напряжение на линии соответствует номинальному, а не наибольшему рабочему, т. е. средняя за год величина

$$\bar{E}_H = \frac{U_\phi}{H_\Gamma}, \quad (103)$$

где H_Γ — длина гирлянды.

Различие между среднеэксплуатационным (номинальным) и наибольшим рабочим напряжением составляет 5—15% в зависимости от класса напряжения линии. Изменения удельной поверхностной проводимости в течение года (и вдоль линии) также весьма существенны (изменяются в несколько раз). В связи с этим приближенно число перекрытий гирлянд на линии в течение года может быть вычислено при максимальных величинах $E_{H \max} = U_{\phi \max}/H_\Gamma$ и $\bar{x}_{п \max}$, но при уменьшении на порядок получаемого результата

$$N_{тр} = 0,1 N_y m F_n \left[\frac{E_{H \max} - E_{в р Н}(\bar{x}_{п \max})}{\sigma_1} \right]. \quad (104)$$

Вычисления показывают, что оценка перекрытий по (104) не является заниженной. Приравнивая среднее число перекрытий в течение года оптимальному ($N_{пер \text{ опт}} = 0,1$, см. § 11),

получаем формулу для определения оптимального соотношения между $E_{H \text{ макс}}$ и $E_{в.р.н}(\bar{x}_{п \text{ макс}})$

$$F_n \left[\frac{E_{H \text{ макс}} - E_{в.р.н}(\bar{x}_{п \text{ макс}})}{\sigma_1} \right] = F_n(-z) = \frac{1}{mN_y}. \quad (105)$$

Поскольку произведение $mN_y > 10^5$, величина аргумента функции F_n должна быть больше $z > 4$ (рис. 36). Следовательно,

$$E_{H \text{ макс}} = E_{в.р.н}(\bar{x}_{п \text{ макс}}) - z\sigma_1 = E_{в.р.н}(\bar{x}_{п \text{ макс}}) \left(1 - z \frac{\sigma_1 \%}{100 \%} \right),$$

откуда

$$E_{в.р.н}(\bar{x}_{п \text{ макс}}) = \frac{E_{H \text{ макс}}}{1 - z \frac{\sigma_1 \%}{100 \%}}, \quad (106)$$

где

$$\sigma_1 \% = \frac{\sigma_1}{E_{в.р.н}} \cdot 100\%.$$

В практике проектирования линий сверхвысокого напряжения принято выбирать всю изоляцию из условия допустимости ее работы на высоте до 500 м над уровнем моря. При этом необходимо учитывать снижение электрической прочности изоляции введением дополнительного коэффициента запаса

$$k_{p \text{ в}} = \left(\frac{p_0}{p} \right)^{0,5}. \quad (107)$$

В итоге

$$E_{в.р.н}(\bar{x}_{п \text{ макс}}) = E_{H \text{ макс}} \frac{k_{p \text{ в}}}{1 - z \frac{6 \%}{100 \%}} = k_3 E_{H \text{ макс}}. \quad (108)$$

Величина

$$k_3 = \frac{k_{p \text{ в}}}{1 - z \frac{\sigma_1 \%}{100 \%}} \quad (109)$$

называется коэффициентом запаса электрической прочности изоляции. Например, для случая $m = 3000$, $N_y = 100$, $\sigma_1 \% = 6\%$ произведение $mN_y = 3 \cdot 10^5$, чему согласно (105) и рис. 36 соответствует величина $z = -4,6$ и

$$k_3 = \frac{1}{1 - 4,6 \cdot 0,06} \frac{1}{0,975} = 1,42.$$

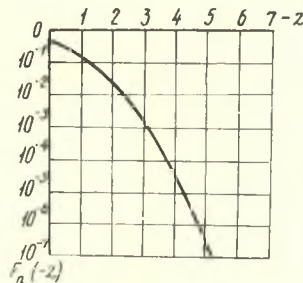


Рис. 36. Функция нормального распределения случайной величины при отрицательных значениях аргумента

Формулы (103), (108) позволяют определить необходимую длину гирлянды H_r при известных удельных разрядных характеристиках изоляторов

$$H_r = \frac{U_{\phi \text{ макс}}}{E_{H \text{ макс}}} = \frac{U_{\phi \text{ макс}} k_3}{E_{в.р.н} (\chi_{п \text{ макс}})} \quad (110)$$

и число изоляторов в гирлянде

$$n_{и} = \frac{H_r}{H_{и}} = \frac{U_{\phi \text{ макс}} k_3}{H_{и} E_{в.р.н} (\chi_{п \text{ макс}})} \quad (111)$$

При предыдущих выкладках предполагалось, что все изоляторы в гирлянде способны нести электрическую нагрузку. Опыт эксплуатации гирлянд из тарелочных изоляторов (фарфоровых и стеклянных) показал, однако, что в течение года полностью теряет изолирующие свойства от десятых процента до процента общего числа изоляторов.

Поэтому при выборе гирлянд из тарелочных изоляторов необходимо предусмотреть один-два (в зависимости от числа изоляторов в гирлянде) дополнительных изолятора n_0 . Тогда для гирлянд из тарелочных изоляторов формула (11) должна быть переписана в виде

$$n_{и} = \frac{U_{\phi \text{ макс}} k_3}{H_{и} E_{в.р.н} (\chi_{п \text{ макс}})} + n_0 \quad (112)$$

Формулы (110) — (112) показывают, что длина гирлянды H_r и число изоляторов $n_{и}$ в ней при заданном рабочем напряжении могут изменяться в зависимости от характеристики электрической прочности изоляторов $E_{в.р.н} (\chi_{п \text{ макс}})$. Чем больше $E_{в.р.н}$, тем меньше необходимая длина гирлянды и число изоляторов в ней. По данным испытаний изоляторов, загрязненных в лабораторных и естественных условиях, $E_{в.р.н}$ увеличивается при увеличении отношения длины пути утечки $L_{и}$ к строительной высоте изолятора $H_{и}$, т. е. при увеличении отношения $L_{и}/H_{и}$ изоляторов может быть сокращена длина гирлянды и число изоляторов в ней.

Отношение $L_{и}/H_{и}$ подвесных тарелочных изоляторов отечественного производства для районов с полевыми загрязнениями до 1970 г. не превышало 1,9. В настоящее время внедряются в сетевое строительство изоляторы с отношением $L_{и}/H_{и} \geq 2,2$ (см. рис. 18). Для районов с повышенным загрязнением атмосферы разрабатываются изоляторы с существенно увеличенным отношением $L_{и}/H_{и}$ до 3 и более. Эти изоляторы с успехом могут применяться и в районах с полевыми загрязнениями при необходимости существенного сокращения длины гирлянды.

При правильно выбранной форме поверхности изолятора величина влагоразрядной напряженности по строительной высоте увеличивается пропорционально отношению L_{II}/H_{II} . Для районов с сухими видами загрязнений (полевые загрязнения, солончаки, уносы ТЭЦ, цементных заводов) большое значение имеют аэродинамические характеристики изоляторов. При хорошо обтекаемой поверхности изоляторов (без вертикальных ребер, см. рис. 19) слой загрязнения оказывается значительно меньше, чем при наличии таких ребер. Так, на изоляторах обычного исполнения (рис. 18) загрязняемость нижних поверхностей в полевых условиях в 3—4 раза превышает загрязняемость верхних поверхностей. В солончаковых районах это различие увеличивается до десятков раз, в результате чего нижние ребристые поверхности при увлажнении оказываются практически полностью шунтированными хорошо проводящим слоем.

В случае отсутствия ребер на нижней поверхности изоляторов их электрическая прочность при увлажнении увеличивается вследствие резко сниженной загрязняемости.

Напротив, в районах с влажными загрязнениями (на побережье соленых водоемов; проводящий туман, вызываемый отходами химических предприятий; уносы промышленных предприятий после влажных фильтров) хорошо зарекомендовали себя изоляторы с сильно развитой нижней поверхностью.

Выполненные согласно формуле (112) расчеты, а также анализ опыта эксплуатации показали, что для районов с полевыми загрязнениями достаточно высокая надежность работы линий обеспечивается при полной длине пути утечки гирлянд изоляторов L_{Γ} (см), определяемой соотношением

$$L_{\Gamma} = (2,3 \div 2,6) U_{\phi \text{ макс}}, \quad (113)$$

где $U_{\phi \text{ макс}}$ в кВ.

В эту величину L_{Γ} входит и длина пути утечки запасных изоляторов.

Естественно, что поврежденные изоляторы должны удаляться с линии. При большом числе изоляторов в гирлянде и большой длине линии эта процедура превращается в серьезную проблему. Действительно, например, при $U_{\phi \text{ макс}} = 700$ кВ, $H_{II} = 22$ см; $E_{в.р. II} = 1,4$ кВ/см; длине линии $l_{II} = 1000$ км, числе опор на 1 км линии 2,5 и соответственно числе гирлянд $m = 1000 \cdot 2,5 \cdot 3 = 7500$ согласно рис. 36 (при $mN_y = 7,5 \cdot 10^5$) $z = 4,7$ и

$$k_3 = \frac{1}{1 - 4,7 \cdot 0,06} \frac{1}{0,975} = 1,43.$$

Следовательно,

$$n_{\text{и}} = \frac{700 \cdot 1,43}{22 \cdot 1,4} + 2 = 35,$$

а общее число изоляторов на линии составит $n_{\text{и,э}} = 2,5 \cdot 3 \cdot 1000 n_{\text{и}} = 263000$. При выходе из строя в год 0,1% изоляторов их число составит 263. Для замены такого количества изоляторов ежегодно линия должна отключаться на длительное время. В связи с этим представляется целесообразным переход от тарелочных к длинностержневым изоляторам, отбраковка которых составляет $\sim 0,003\%$ в год. В таком случае при значительно меньшем числе изоляторов (примерно в 6 раз) и повышении надежности на 2 порядка потребуются заменить всего один изолятор в год.

*Методика выбора воздушного промежутка
между проводом и стойкой опоры*

Если провод подвешен свободно — с помощью поддерживающей гирлянды, при боковом ветре (перпендикулярном трассе линии) воздушный промежуток между проводом и стойкой опоры сокращается. С некоторым запасом можно принять, что направление ветра всегда перпендикулярно линии. При таком допущении давление ветра, а также и отклонение проводов зависят только от скорости ветра. Аналогично предыдущему случаю можно с запасом положить, что на линии всегда поддерживается наибольшее рабочее напряжение. При этих допущениях выбор расстояния между неотклоненным проводом и стойкой опоры может быть произведен, исходя из условия достаточной малости промежутка времени t_0 , в течение которого под давлением ветра промежуток между проводом и стойкой опоры сокращается настолько, что может произойти перекрытие при наибольшем рабочем напряжении.

Величина t_0 может быть оценена из следующих соображений. Предположим, что вдоль всей линии ветер одинаков и его скорость равна V . В действительности в разных точках трассы линии и даже при неизменной статистике ветров одна и та же величина V достигается в разное время. Поскольку нас интересует только суммарное время возможного перерыва электроснабжения, предположение о синхронном качании проводов вдоль всей линии не может внести погрешность в результаты вычислений. В этом случае необходимо учесть смещение 50%-ного разрядного напряжения всех сокращающихся промежутков линии по сравнению с 50%-ным разрядным напряжением одного промежутка согласно табл. 4.

С учетом данных § 11, 12 среднегодовое значение разрядного напряжения m воздушных промежутков

$$\begin{aligned}\bar{U}_{pm}(S_0, V) &= \bar{U}_{p1}(S_0, V) - z\sigma_{p\%} = \\ &= \bar{U}_{p1}(S_0, V) \left(1 - z \frac{\sigma_{p\%}}{100\%}\right),\end{aligned}\quad (114)$$

где S_0 — величина промежутка между неотклоненным проводом и стойкой опоры;

$\bar{U}_{p1}(S_0, V)$ — среднегодовое значение разрядного напряжения промежутка между проводом и стойкой опоры при произвольной скорости ветра V .

Среднеквадратичное отклонение разрядных напряжений m воздушных промежутков от среднего значения очень мало. Действительно, например, при длине линии 500 км и числе опор на 1 км линии $m_{оп} = 2,5$ число одновременно сокращающихся воздушных промежутков (в случае порталной опоры, свободно стоящей или на оттяжках) равно $2m_{оп}$, так как только один из проводов линии отклоняется в сторону от стойки опоры. В этом случае $m = 2m_{оп} = 2 \cdot 2,5 \cdot 500 = 2500$ и согласно табл. 2 $\sigma_{pm}/\sigma_{p\%} = 0,31$. Для $\sigma_{p\%} = 3,5\%$ величина $\sigma_{pm} = 1,1\%$. Такой малый разброс разрядных напряжений позволяет его не учитывать и принять, что при всех значениях скорости ветра V , когда $\bar{U}_{pm}(S_0, V) > U_{ф макс}$, разряд не происходит. Напротив, когда $\bar{U}_{pm}(S_0, V) \leq U_{ф макс}$, промежуток пробивается. Скорость ветра, при которой выполняется равенство $\bar{U}_{pm}(S_0, V) = U_{ф макс}$, может быть названа критической скоростью ветра $V_{кр}$. При $V < V_{кр}$ перекрытия промежутка рабочим напряжением невозможны, при $V \geq V_{кр}$, напротив, невозможен рабочий режим электропередачи. Следовательно, время перерыва электроснабжения

$$\tau_0 = T_v \int_{V_{кр}(S_0)}^{\infty} f(V) dV = T_v \bar{F}_v[V_{кр}(S_0)], \quad (115)$$

где T_v — общая продолжительность ветреной погоды;
 $V_{кр}(S_0)$ — критическая скорость ветра при расстоянии между отклоненным проводом и стойкой S_0 ;
 $\bar{F}_v[V_{кр}(S_0)]$ — вероятность превышения критической скорости ветра.

Таким образом, относительная длительность возможного перерыва электроснабжения τ_0/T_v равна вероятности превышения критической скорости ветра.

При увеличении S_0 скорость $V_{кр}$ увеличивается, а время τ_0 уменьшается, так как чем больше скорость ветра, тем меньше вероятность его превышения (рис. 37). Изменяя величину S_0

и имея функцию $\bar{F}(V)$ для заданного района, можно построить зависимость $\tau_0 = \bar{f}(S_0)$, которая используется далее

для оценки ущерба от перерыва электроснабжения и соответственно отыскания оптимальной величины S_0 .

Длина воздушного промежутка между отклоненным проводом и стойкой, при которой $U_{pm}(S_0, V_{кр}) = U_{ф макс.}$ определяется по кривой 1 рис. 33. При этом величина разрядного напряжения отдельного промежутка, отложенная на оси ординат, находится с учетом (114) и возможности повышения высоты трассы линии над уровнем моря до 500 м:

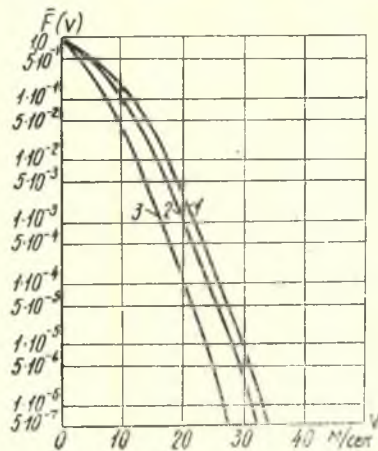


Рис. 37. Вероятность превышения скорости ветра V , отложенной на оси абсцисс:

1 — Барабинск; 2 — Омск (Западная Сибирь); 3 — Шуя (Европейская часть СССР)

$$\bar{U}_{p1} = \frac{U_{ф макс} \cdot p_0}{1 - z \frac{\sigma_{1,2} \%}{100 \%}} = k_3 U_{ф макс.} \quad (116)$$

При $\sigma_{1,2} \% = 3,5\%$ и $p/p_0 = 0,95$ величины $S_{кр}$ для разных классов напряжения приведены в табл. 5.

Таблица 5

Класс напряжения, U_n кв	Предельная длина линии, l_d км	m	z	k_3	$\bar{U}_{p1}$, кв ²	$S_{кр}$, м
330	300	1 500	3,3	1,25 ¹	370	0,65
500	500	2 500	3,45	1,2	510	1,0
750	1000	4 000	3,6	1,21	770	1,4
1000	1500	6 000	3,7	1,22	1040	2,0
1250	3000	8 000	3,8	1,22	1300	2,6
1500	5000	16 000	3,9	1,23	1570	3,5
2000	7000	25 000	4,0	1,23	1700	4

¹ Для линий 330 кв $p/p_0 = 0,9$.

² Амплитудное значение.

Выполненные расчеты показывают, что оптимальное значение $\tau_0 \approx 0,015$ ч/год. Следовательно, принимая с запасом $T_b = 8760$ ч, согласно (115) имеем

$$\bar{F}_b[V_{кр}(S_0)] = \frac{\tau_0}{T_b} \approx \frac{0,015}{8760} \approx 2 \cdot 10^{-6}.$$

По данным рис. 37 для района г. Омска критическая скорость ветра $V_{кр} = 30$ м/сек, для района г. Шуми $V_{кр} = 26$ м/сек.

§ 14. Выбор изоляции ВЛ по условию надежной работы при коммутационных перенапряжениях

Кратность коммутационных перенапряжений* на линиях электропередачи зависит от схемы линии, кратности вынужденного напряжения в симметричном режиме и от типа выключателей. На линиях с современными выключателями без опасных повторных зажигания наибольшие перенапряжения

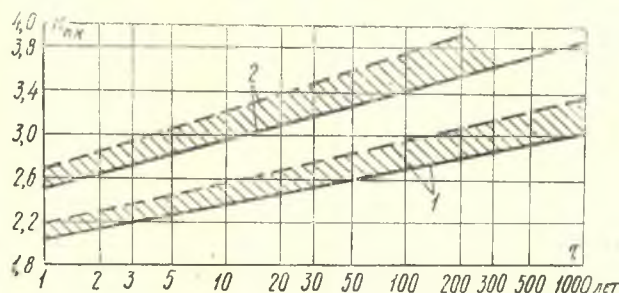


Рис. 38. Статистические распределения кратностей коммутационных перенапряжений на линиях 110—500 кВ:

1 — на линии 330—500 кВ; 2 — на 100 км линии 330 кВ

(Сплошные линии — средние значения, пунктир — предельные с надежностью 0,95; область разброса между средними и предельными значениями заштрихована)

возникают на разомкнутом конце линий при плановых включениях ненагруженных линий и при АПВ. Если схема линии и пауза АПВ таковы, что повторное включение происходит при наличии остаточного заряда, то перенапряжения при АПВ имеют большую кратность, чем при плановых включениях. На линиях с электромагнитными трансформаторами напряжения остаточный заряд стекает за время $\tau_{0,3} \leq 0,1$ сек и при АПВ перенапряжения такие же, как и при плановых включениях.

При наличии на линиях шунтирующих реакторов отключение ненагруженной линии сопровождается процессом ее перезарядки в колебательном режиме. В этом случае время стекания остаточного заряда существенно увеличивается и достигает $\tau_{0,3} = 3 \div 5$ сек.

На рис. 38 приведены кратности коммутационных перенапряжений по отношению к номинальному фазовому напряже-

* Сведения о статистических распределениях кратностей коммутационных перенапряжений изложены по материалам И. Ф. Полового.

нию $K_{пк}$, превышаемые в среднем на линии (хотя бы на одной из фаз линии) один раз в течение τ лет.

Распределение 1 характеризует перенапряжения на линиях 330—500 кВ с воздушными выключателями при АПВ без остаточного заряда ($\tau_{АПВ} > \tau_{0.3}$) и с вынужденным напряжением на разомкнутом конце линии при симметричном режиме $U_v \leq 1,2U_{ф}$. Распределение 2 характеризует коммутационные перенапряжения на линиях 330 кВ с выключателями без опасных повторных зажигания, с вынужденным напряжением $U_v \leq 1,2U_{ф}$, но при $\tau_{АПВ} \leq \tau_{0.3}$.

Параметры зависимостей $K_{пк} = f(\tau)$ подвержены статистическому разбросу, обусловленному специфическими особенностями каждой линии и условий эксплуатации линий. В процентах от $\bar{K}_{пк}(\tau)$ величина среднеквадратичного отклонения $K_{пк}(\tau)$ от среднего значения составляет $\sigma_{K_{пк}} \approx 5\%$. С вероятностью (надежностью) 0,95 верхний предел τ -летних кратностей коммутационных перенапряжений не превысит величины $\bar{K}_{пк}(\tau) + 1,64\sigma_{K_{пк}}$, также отложенной на рис. 38.

Помимо сведений о кратности перенапряжений большое значение имеют статистические данные о форме импульсов коммутационных перенапряжений в сетях. По результатам автоматической регистрации перенапряжений в сетях 500 кВ на рис. 39 приведены статистические распределения длин фронтов перенапряжений. Как видно, наиболее часто возникают коммутационные перенапряжения с длиной фронта 2000—3000 мксек. Поэтому для имитации в лабораторных условиях коммутационных перенапряжений следует создавать импульсы напряжения именно с такой длиной фронта.

Тот факт, что при отключениях ненагруженных

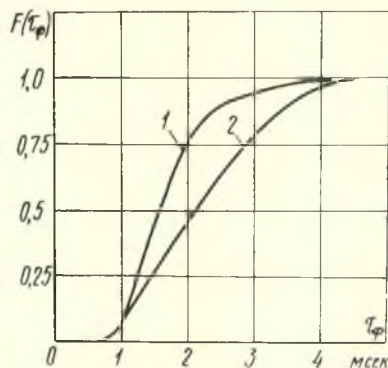


Рис. 39. Статистические распределения длин фронта коммутационных перенапряжений по данным автоматической регистрации в сетях 500 кВ:

1 — без шунтирующих реакторов;
2 — с шунтирующими реакторами

трансформаторов и реакторов могут возникать перенапряжения с длиной фронта менее 500 мксек, не дает оснований для уменьшения длины фронта испытательного импульса. Во-первых, эти перенапряжения не воздействуют на линейную изоля-

цию, так как при подключенных линиях частоты собственных колебаний резко снижаются. Во-вторых, свободная энергия, вызывающая колебательный процесс в этом случае, настолько мала, что ее рассеивание и соответственно ограничение перенапряжений не вызывает затруднений (применение шунтирующих сопротивлений в выключателях и разрядников).

В связи с этим для выбора линейной изоляции по условию надежной работы при коммутационных перенапряжениях ниже используются результаты испытаний импульсами с длиной фронта 2000 — 3000 мксек.

Приведенные на рис. 38 статистические распределения кратностей коммутационных перенапряжений позволяют оценить необходимые длины воздушных промежутков и гирлянд изоляторов, исходя из условия надежности работы линий (не более одного перекрытия за 10 лет, см. § 11). Переходя от 50%-ного разрядного напряжения одного воздушного промежутка к $U_{50\%, m}$, для расчетного числа промежутков на фазу линии согласно формуле (см. табл. 4) имеем

$$U_{50\%, m} = U_{50\%, 1} - z\sigma_z = U_{50\%, 1} \left(1 - z \frac{\sigma_z \%}{100 \%} \right), \quad (117)$$

и в соответствии с изложенным в § 12, заменяя $\Psi_m(U_M)$ единичной функцией, получим число перекрытий на линии $N_{\text{пер}}$ равным числу перенапряжений с амплитудой $U_M = K_{\text{пк}} U_{\text{ф}} \sqrt{2}$, превышающей $U_{50\%, m}^+$,

$$N_{\text{пер}} = N_{\text{пк}} (U_M \geq U_{50\%, m}^+). \quad (118)$$

Так как количество перенапряжений положительной и отрицательной полярности в среднем одинаково и электрическая прочность воздушных промежутков при отрицательной полярности напряжения значительно выше, общее число перенапряжений с амплитудой $U_M \geq U_{50\%, m}^+$ может быть вдвое больше оптимального числа перекрытий $N_{\text{пер}} = 0,1$. Следовательно, согласно (118) оптимальное число перенапряжений, превышающих $U_{50\%, m}^+$, равно

$$N_{\text{пк}} (U_M \geq U_{50\%, m}^+) = 0,2 = \frac{1}{5},$$

т. е. в течение 5 лет допустимо одно перенапряжение, превышающее $U_{50\%, m}^+$. В соответствии с установившейся традицией пятилетняя кратность коммутационных перенапряжений (появляющаяся не более одного раза в течение 5 лет) может быть названа расчетной кратностью перенапряжений и обозначена $K_{\text{пр}} (\sqrt{2} U_{\text{ф}} K_{\text{пр}} = U_{50\%, m}^+)$.

При заданном значении $K_{\text{пр}}$ величина $U_{50\%, 1}$ определяется по формуле (117) с учетом возможности повышения трассы

линии над уровнем моря

$$U_{50\%, 1}^+ = \frac{\sqrt{2} K_{п р} U_{\Phi}}{1 - z \frac{\sigma_{\Sigma} \%}{100 \%}} \frac{p_0}{p} = \sqrt{2} k_3 K_{п р} U_{\Phi}, \quad (119)$$

где k_3 — коэффициент запаса.

Величины $K_{п р}$ согласно рис. 39 и $U_{50\%, 1}^+$ по формуле (118) для промежутка между проводом и стойкой опоры приведены в табл. 6. Для линий 330 и 500 кВ принята величина $\sigma_1 = 6\%$ и $\sigma_m = 2\%$. Там же имеются соответствующие длины воздушных промежутков по данным рис. 32.

Таблица 6

Класс напряжения, U_n кВ	$K_{п р}$	m	z	$\sigma_{\Sigma} \%$	$\frac{p}{p_0}$	k_3	$U_{50\%, 1}^+$ кВ	$S_{п-ст}$ м
330	3,35/2,5	100	2,5	6,3	0,9	1,32	1190/890	2,7/2
500	2,5	100	2,5	6,3	0,95	1,25	1270	2,9

Примечание. Верхняя цифра дробей второго столбца соответствует кривой 2 рис. 38, нижняя — кривой 1.

В табл. 7 приведены аналогичные данные для гирлянд изоляторов; причем при тех же величинах σ_1 , что и для промежутка провод — стойка, значение σ_m принято равным 4% (см. § 11).

Таблица 7

Класс напряжения, U_n кВ	$K_{п р}$	m	z	$\sigma_{\Sigma} \%$	$\frac{p}{p_0}$	k_3	$U_{50\%, 1}^+$ кВ	$S_{п-т}$ м
330	3,35/2,5	100	2,5	7,2	0,9	1,35	1220/910	2,8/2,1
500	2,5	100	2,5	7,2	0,95	1,28	1300	3,0

При свободной подвеске проводов воздушные промежутки между неотклоненным проводом и стойкой опоры должны быть увеличены, поскольку возможны совпадения перенапряжений и ветров, вызывающих колебания проводов. В этом случае среднее число перекрытий в течение года оценивается по формуле

$$N_{пер} = \frac{T_v}{T} \int_0^{\infty} f_v(V) N_{п к} (U_M \geq U_{50\%, m}(S_0, V)) dV, \quad (120)$$

где

T — общее число часов в году;
 T_v — число ветреных часов в году;

$f_v(V)$ — плотность распределения скоростей ветров V ;

$U_{50\%, m}(S_0, V)$ — 50%-ное разрядное напряжение расчетного числа m воздушных промежутков между проводом и стойкой опоры при отклонении проводов под напором ветра со скоростью V ;

S_0 — длина промежутка провод — стойка при $V=0$;

$N_{п.к.}(U_M \geq U_{50\%, m}(S_0, V))$ — число перенапряжений на 3 фазы линии с амплитудой, превышающей $U_{50\%, m}(S_0, V)$.

Расчеты показали, что эффект совместного воздействия ветров случайной скорости и перенапряжений соответствует воздействию перенапряжений при отклонении гирлянды на фиксированный угол, соответствующий скорости ветра $V_p = 0,4V_{тр}$. При учете отклонения проводов под напором расчетной скорости ветра необходимые длины воздушных промежутков между отклоненным проводом и стойкой опоры соответствуют данным табл. 6.

При V-образной подвеске проводов, исключаяющей качание проводов относительно опоры, расстояние между проводом и стойкой опоры полностью определяется коммутационными перенапряжениями. С учетом данных табл. 3 50%-ное разрядное напряжение определяется формулой (119). Полученное значение $U_{50\%, 1}^+$ с учетом данных рис. 34 определяет необходимое расстояние от провода до стойки. Например, для средней фазы portalной опоры на оттяжках линии класса 750 кВ

$$U_{50\%, 1}^+ = \frac{\sqrt{2 \cdot 2,1 \cdot 455}}{1 - 3 \cdot 0,065} \cdot 1,05 = 1680 \text{ кВ}$$

и для средней фазы опоры типа «рюмка»

$$U_{50\%, 1}^+ = \frac{\sqrt{2 \cdot 2,1 \cdot 455}}{1 - 3 \cdot 0,054} \cdot 1,05 = 1610 \text{ кВ}.$$

Согласно кривым 2 и 3 рис. 34 полученные значения 50%-ных разрядных напряжений определяют практически одинаковые длины необходимых воздушных промежутков $S = 4,1 \text{ м}$. Значит, длина воздушного промежутка между проводом и опорой не зависит от схемы расположения проводов относительно конструкций опоры.

С учетом этого обстоятельства выбор воздушных промежутков на опоре может быть существенно упрощен, если в качестве исходных используются не 50%-ные разрядные на-

пряжения, а «критические» $U_{кр} = U_{50\%, 1} - 3\sigma$ (рис. 34). В этом случае формула (119) может быть преобразована следующим образом:

$$U_{кр} = \sqrt{2} K_{пр} U_{ф} \frac{p_0}{p}, \quad (121)$$

т. е. критическое разрядное напряжение приравнивается расчетной величине коммутационных перенапряжений и увеличивается в отношении p_0/p для учета возможности повышения трассы линии над уровнем моря.

Полученный результат наглядно иллюстрирует значение стандарта σ при оценке изоляционных промежутков. Действительно, характер изменения 50%-ных разрядных напряжений при изменении конфигурации поля воздушного промежутка не позволяет судить о характере изменения действительной электрической прочности промежутка. Если одновременно с $U_{50\%}$ уменьшается σ , то может оказаться (как в рассмотренном выше случае), что при уменьшении $U_{50\%}$ не требуется увеличивать длину промежутка.

Замена действительной зависимости вероятности перекрытия изоляции $\Psi_m(U_M)$ от величины воздействующего напряжения U_M единичной функцией и соответственно вычисление среднего числа перекрытия изоляции по формуле (118) допустимо только в том случае, когда стандарт кривой эффекта изоляции σ_m значительно меньше среднеквадратичного отклонения перенапряжений от среднего значения σ_n , т. е. когда разброс разрядных напряжений изоляции значительно меньше разброса амплитуд перенапряжений. В том случае, когда это условие не выполняется, среднее число перекрытий изоляции в течение года вычисляется по формуле для математического ожидания функции случайной величины U_M аналогично

$$N_{пер} = \bar{N}_{пк} \int_{U_{ф}}^{\infty} f_n(U_M) \Psi_m(U_M) dU_M, \quad (122)$$

где $\bar{N}_{пк}$ — общее число перенапряжений в течение года;
 $f_n(U_M)$ — плотность распределения перенапряжений.

В частном случае, когда 50%-ное разрядное напряжение изоляции равно средней величине амплитуды перенапряжений $U_{50\%, m} = \bar{U}_n$, формула (122) независимо от соотношения величин σ_m и σ_n (но при условии симметрии обоих распределений) определяет величину $N_{пер} = 0,5 \bar{N}_{пк}$. Для уменьшения числа перекрытий необходимо увеличить $U_{50\%, m}$ так, чтобы разность $U_{50\%, m} - \bar{U}_n$ была достаточно велика.

Влияние параметров статистических характеристик перенапряжений и изоляции на среднее число перекрытий изоля-

ции в течение года может быть наглядно продемонстрировано при нормальном законе распределения амплитуд перенапряжений. В этом случае (при условии соответствия кривой эффекта изоляции нормальному закону)

$$N_{\text{пер}} = \bar{N}_n \cdot F_n \left(\frac{\bar{U}_n - U_{50\%}, m}{\sqrt{\sigma_m^2 + \sigma_n^2}} \right), \quad (123)$$

где $F_n(\dots)$ — табулированная функция нормального распределения случайных величин;

$\frac{\bar{U}_n - U_{50\%}, m}{\sqrt{\sigma_m^2 + \sigma_n^2}}$ — аргумент функции нормального распределения, представляющий нормированную величину разности $\bar{U}_n - U_{50\%}, m$, выраженную в долях стандарта $\sigma_z = \sqrt{\sigma_m^2 + \sigma_n^2}$.

При $\bar{U}_n = U_{50\%}, m$ аргумент равен нулю и $F_n(0) = 0,5$. При $U_{50\%}, m > \bar{U}_n$ аргумент отрицателен и $F_n(\dots) < 0,5$. Чем больше отношение $\frac{\bar{U}_n - U_{50\%}, m}{\sqrt{\sigma_m^2 + \sigma_n^2}}$, тем меньше вероятность перекрытия изоляции. Таблицы значений $F_n(\dots)$ приведены в Приложении.

§ 15. Выбор изоляции ВЛ по условию безопасности

Воздушный промежуток между проводом линии электропередачи и землей является промежуток безопасности, обеспечивающим безопасность передвижения людей и животных под линией, а также сельскохозяйственных машин и транспортных средств. Поэтому критерий минимума приведенных затрат не может быть использован для выбора габарита между проводом и землей. При выборе этого промежутка должен быть применен критерий практической невозможности поражения разрядом под линией. Для реализации этого критерия с помощью аппарата теории вероятностей должен быть установлен минимальный срок, в течение которого можно ожидать одно поражение. В качестве такого срока, обеспечивающего практическую невозможность разрядов с проводов на землю или на проезжающие машины, могут быть приняты 100 лет. Не следует понимать буквально, что при таком подходе один раз в 100 лет на каждой линии будет убито по человеку. В действительности вероятность появления человека в том именно пролете, где произойдет разряд 1 раз

в 100 лет и в том именно месте, куда разовьется разряд*, настолько мала, что принятым сроком в 100 лет надежно обеспечивается принцип практической невозможности поражения под линией.

С учетом более высокой электрической прочности воздушного промежутка между проводом и землей при отрицательной полярности перенапряжений и равной вероятности перенапряжений положительной и отрицательной полярности одно перекрытие в течение 100 лет обеспечивается при такой длине промежутка провод — земля, когда один раз в течение 50 лет коммутационные перенапряжения превышают 50%-ное разрядное напряжение совокупности расчетного числа m промежутков. Отношение 50- и 5-летней (расчетной) кратности перенапряжений согласно рис. 38 составляет примерно 1,15. Поэтому при выборе габарита провод — земля, исходя из расчетной (пятилетней) кратности перенапряжений 50%-ные разрядные напряжения должны быть увеличены на 15% путем введения в формулу (119) коэффициента безопасности $k_6 = 1,15$:

$$U_{50\%, 1}^+ = \frac{\sqrt{2}K_{np}U_{\phi}k_6}{1 - z \frac{\sigma_{\Sigma} \%}{100 \%}} \frac{p_0}{p} = \sqrt{2}K_{np}U_{\phi}k_3. \quad (124)$$

На линиях электропередачи класса 750 кВ и выше осуществляется принудительное ограничение коммутационных перенапряжений с помощью разрядников, реакторов, подключаемых при повышении напряжения, и т. п. Во всех подобных случаях существенно ограничивается область возможного повышения перенапряжений по сравнению со случаем их свободного развития, как это имело место при сборе данных рис. 38. В связи с этим для линий класса 750 кВ и выше отношение 50- и 5-летней кратностей окажется значительно меньше и составит не более 1,10. Для таких линий следует принять $k_6 = 1,10$.

В табл. 8, 9 приведены результаты вычислений необходимых минимальных длин воздушных промежутков между проводом и землей для линий класса 330 — 1500 кВ. Расчетные кратности коммутационных перенапряжений для линий 330 — 500 кВ приняты согласно рис. 38 и табл. 6, 7, а для линий класса 750 — 2000 кВ — с учетом прогресса в технике ограничения перенапряжений. Расчетное число пролетов линии при оценке необходимого габарита провод — земля по усло-

* Экспериментальными исследованиями показано, что наличие под проводами человека (макета человека) не оказывает влияния на электрическую прочность промежутка провод — земля и на случайное распределение разрядов вдоль пролета линии.

Таблица 8

Класс напряжения, U_n кв	$K_{п р}$	m	z	$\frac{p}{p_0}$	k_3	$U_{50\%, 1}^+$ кв	$S_{п-з}$ м
330	2,5	100	2,5	0,9	1,42	960	2,3
500	2,5	100	2,5	0,95	1,34	1370	3,8
750	2,3	500	3,0	0,95	1,32	1870	6,6
1000	2	500	3,0	0,95	1,32	2150	8,5
1250	1,8	1000	3,2	0,95	1,34	2460	10,7
1500	1,7	1000	3,2	0,95	1,34	2780	13,0
1750	1,6	2000	3,3	0,95	1,34	3060	15,0
2000	1,5	2000	3,3	0,95	1,34	3250	16,3

Таблица 9

Класс напряжения, U_n кв	$K_{п р}$	m	z	$\frac{p}{p_0}$	k_3	$U_{50\%, 1}^+$ кв	$S_{п-тр}$ м	$S_{п-з} = 4 +$ $+ S_{п-тр}$ м
330	2,5	20	1,84	0,9	1,41	950	1,8	5,8
500	2,5	20	1,84	0,95	1,34	1370	2,9	6,9
750	2,3	20	1,84	0,95	1,29	1810	4,3	8,3
1000	2	30	2,00	0,95	1,29	2040	5,4	9,4
1250	1,8	40	2,1	0,95	1,30	2370	6,6	10,6
1500	1,7	50	2,2	0,95	1,30	2720	8,1	12,1
1750	1,6	50	2,2	0,95	1,30	3000	9,4	13,4

вию безопасности передвижения под линией людей и животных для линий свыше 500 кв принято больше 100, так как на таких линиях необходимо ограничение коммутационных перенапряжений с помощью специальных средств (разрядники и т. п.), обеспечивающих более равномерное распределение напряжения вдоль линии. Количество одновременно находящихся под проводами линии машин предельного габарита принято различным для разных классов в соответствии с различием их длины. Согласно полученным величинам разрядных напряжений (при значениях σ , принятых по данным § 11) определены длины воздушных промежутков по данным рис. 32. Необходимый габарит между проводом и землей по условию безопасности передвижения под линией машин получен с учетом их высоты (4 м).

Как следует из данных табл. 8 и 9, при габарите провод — земля до 10 м определяющим является условие безопасности передвижения машин под линией, при габарите свыше 10 м — условие безопасности людей и животных. При принятых в табл. 8 и 9 величинах расчетных кратностей перенапряже-

ний безопасность людей и животных под линией определяет габарит провод — земля, начиная с класса напряжения 1250 кВ.

§ 16. Габариты ВЛ сверхвысокого напряжения и перспективы повышения номинального напряжения воздушных линий электропередачи

Выше было показано (см. § 13а), что при изменении характеристики электрической прочности изоляторов $E_{в.р.н}$ длина гирлянд изоляторов, поддерживающих провода ВЛ, может изменяться при сохранении неизменной надежности работы ВЛ. Величина $E_{в.р.н}$ линейно возрастает при увеличении отношения длины пути утечки к строительной высоте изоляторов $L_{и}/H_{и}$. Поэтому увеличение отношения $L_{и}/H_{и}$ изоляторов позволяет уменьшить длину гирлянды. Зависимости необходимой строительной длины гирлянды ($H_{г} + h_{а} = H_{стр}$, где $h_{а}$ — длина сцепной арматуры, принятая равной $h_{а} = 0,3$ м) от класса напряжения при различных отношениях $L_{и}/H_{и}$ изображены на рис. 40. На том же рисунке приведены необходимые строительные длины гирлянд (длина воздушного промежутка между проводом и траверсой опоры при подвеске провода с помощью вертикальной гирлянды) в зависимости от класса напряжения при различных расчетных кратностях перенапряжений.

Согласование требований к гирляндам по условию надежной работы при рабочем напряжении и коммутационных перенапряжениях и заданном отношении $L_{и}/H_{и}$ изоляторов осуществляется снижением расчетной кратности перенапряжений с увеличением класса напряжения электропередачи. При расчетной кратности перенапряжений, характерной для линий класса 500 кВ, целесообразно применение изоляторов с отношением $L_{и}/H_{и} = 2,2 \div 2,5$. Принятые в табл. 8, 9 расчетные кратности перенапряжений для линий 750 кВ и более также обеспечивают согласование требований к гирляндам, исходя из рабочего напряжения и коммутационных перенапряжений при отношении $L_{и}/H_{и}$ изоляторов 2,2 — 2,5. Эти же величины расчетных кратностей перенапряжений приняты для оценки остальных габаритов линий.

Очевидно, что реализация возможностей сокращения изоляционных промежутков на опоре, определяемых в основном длиной гирлянды изоляторов, при более глубоком ограничении коммутационных перенапряжений связана непосредственно с созданием и внедрением в сетевое строительство изоляторов с большим отношением $L_{и}/H_{и}$ (до 2,5 — 3) в районах с полевыми загрязнениями.

Эта связь между расчетной кратностью перенапряжений и отношением $L_{и}/H_{и}$ менее жесткая для V-образной изоли-

рующей подвески проводов. Действительно, в этом случае при угле между двумя ветвями подвески 90° каждая ветвь может быть в $\sqrt{2}$ раз больше, чем расстояние от провода до траверсы (рис. 41). Поэтому при V-образной подвеске проводов может быть существенно сокращен промежуток не только между проводом и стойкой опоры, но и между проводом

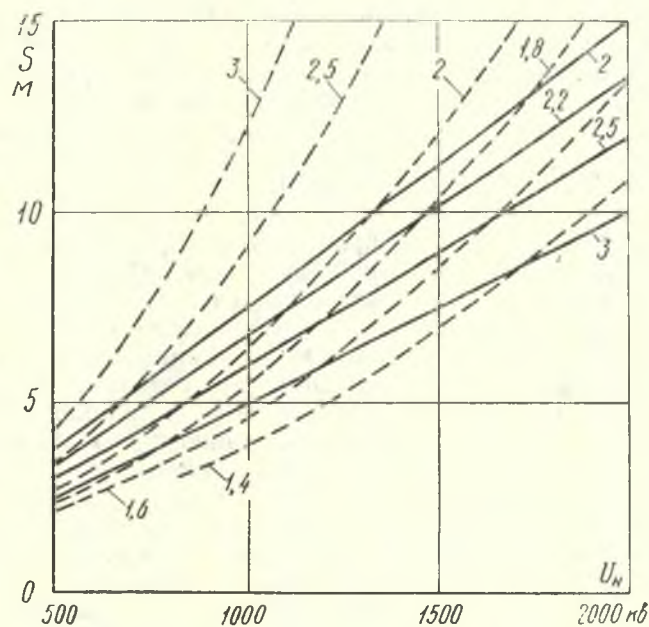


Рис. 40. Зависимости от класса напряжения необходимой строительной длины гирлянды по условию надежной работы при рабочем напряжении для различных отношений $L_n/H_n = 2; 2,2; 2,5; 3,0$ (сплошные линии) и по условию надежной работы при коммутационных перенапряжениях с различной расчетной кратностью (пунктир): $K_{np} = 1,4; 1,6; 1,8; 2,0; 2,5$ и 3

и траверсой при использовании изоляторов современного исполнения ($L_n/H_n = 2,2 \div 2,4$). Таким образом, V-образная подвеска открывает возможность существенного сокращения габаритов опор в целом. При этом, как указывалось в § 9, провода крайних фаз целесообразно подвешивать с помощью «изолирующих траверс» (рис. 29).

Значительный эффект от снижения расчетной кратности перенапряжений может быть получен за счет уменьшения необходимого габарита между проводом и землей совершенно независимо от реализации этого эффекта при конструиро-

вании подвески провода. Соответствующее снижение высоты опоры особенно существенно для линий ультравысокого напряжения (1000 кВ и выше, см. табл. 8). В связи с большим экономическим эффектом, определяемым возможным уменьшением промежутка провод — земля (для линий класса 1500—2000 кВ за счет уменьшения габарита провод — земля высота опор может быть уменьшена на 5—10 м), снижение расчетной кратности перенапряжений целесообразно независимо от возможности реализации эффекта от снижения перенапряжений при создании изолирующей подвески проводов (уменьшения длины гирлянд и воздушных промежутков между проводом и опорой).

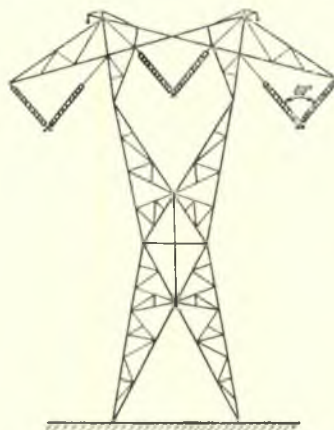


Рис. 41. Опора линии электропередачи с V-образной подвеской проводов

Расчетная кратность перенапряжений для промышленных линий 750 кВ принята равной 2,1 по отношению к наибольшему рабочему напряжению (2,22 по отношению к номинальному напряжению), для создаваемых линий 1150 кВ она составляет 1,8 (1,9 по отношению к U_n). Снижение расчетной кратности перенапряжений достигается за счет разработки более совершенного оборудования и усовершенствования системной автоматики, т. е. за счет прогресса в технике пере-

дачи электроэнергии. В настоящее время в СССР и за рубежом ведутся работы по созданию еще более совершенных систем ограничения перенапряжений. В принципе возможна полная ликвидация перенапряжений при использовании новейших технических достижений, в частности полупроводников (тириستоров). В связи с этим оценка перспектив повышения номинального напряжения должна исходить прежде всего из требований к изоляции, предъявляемых рабочим напряжением электропередачи.

Необходимо признать, что те кажущиеся пределы повышения номинальных напряжений электропередач, которые время от времени обсуждаются в литературе, определяются соответствующим уровнем развития техники. Общий технический прогресс постоянно повышает оценки предельных напряжений. Поэтому правильнее ориентироваться на отсутствие предела повышения номинальных напряжений воздушных электропередач переменного тока. Использование при создании этого типа электропередач природной изолирующей

среды — атмосферного воздуха определяет минимальную их стоимость по сравнению со всеми известными в настоящее время типами электропередач. По этой причине они играют решающую роль в технике передачи и распределения энергии. Нет сомнений, что и в будущем воздушные электропередачи переменного тока будут играть ведущую роль в электрообеспечении страны. Задача состоит в том, чтобы обеспечить наиболее целесообразную конструкцию линий, соответствующую минимальным затратам на их сооружение и эксплуатацию.

Общее впечатление о параметрах электропередач будущего может быть составлено по данным табл. 10. Меньшее число составляющих проводов в фазе соответствует $\alpha_3 = 0,4$, большее — $\alpha_3 = 0,67$ (провода типа АСО). К. п. д. линий оценен для произвольно выбранных их длин, которые могут быть в перспективе реальны при экономической плотности тока $j_3 = 0,9 \text{ а/мм}^2$.

Потери на корону вычислены по формуле (41) при отношении $U_{\text{ф}}/\overline{U}_{\text{к}} = 0,85$. Как видно из табл. 10, отношение потерь на корону к натуральной мощности линии $P_{\text{н}}$ определяется практически полностью длиной линии и для рассмотренных длин линий изменяется от 0,6 до 3%. По отношению к потерям на нагрев проводов потери на корону для всех рассмотренных вариантов линий не превосходят 20—30%. Это показывает, что коронный разряд ухудшает технико-экономические характеристики линий, однако при принятой методике выбора проводов это ухудшение не выходит за допустимые пределы.

Большая длина гирлянд на линиях высших классов напряжения приводит к необходимости значительного увеличения высоты опор сверх высоты подвески провода (слагающейся из габарита провод — земля $S_{\text{п-з}}$ и стрелы провеса проводов $f \approx 14 \div 15 \text{ м}$). Для линий класса 1000 кВ и выше примерно 1/4 высоты опоры определяется длиной гирлянды. В результате существенно возрастают нагрузки на опоры, их вес и стоимость.

Современные изоляционные материалы, которые в недалеком будущем могут быть широко внедрены в сетевое строительство, позволяют отказаться от металлоизоляционной надстройки над проводами и совместить изоляционные и несущие функции опор. Пример такой конструкции опоры изображен на рис. 42. Провод укрепляется в вершине частично или полностью изолирующей стойки, устойчивость вертикального положения которой обеспечивается изолирующими растяжками (в нижней части рисунка показан вид на линию сверху). В качестве материала для стоек может быть исполь-

Показатели

Оптимальный радиус
расщепления проводов
фазы $r_{\text{р опт. см}}$

Оптимальное число со-
ставляющих расщеплен-
ного провода, $n_{\text{опт}}$

Натуральная мощность
линии $P_{\text{н}}, \text{Мвт}$

Потери мощности на
корону $P_{\text{к}}, \text{квт/км}$

Длина линии $l, \text{км}$

Относительная вели-
чина потерь мощности
на корону $\frac{P_{\text{к}} l}{P_{\text{н}}} \cdot 100\%$

К. п. д. линии, %

Таблица 10

Номинальное напряжение, кв									
1000		1250		1500		1750		2000	
50		60		75		87		100	
5—8		6—10		8—12		10—14		12—16	
4400		6700		10000		14000		18500	
27,5		43		62		84,5		111	
1000	1500	1000	2000	1500	3000	1500	3000	1500	3000
0,62	0,94	0,64	1,28	0,93	1,87	0,90	1,8	0,9	1,8
94,6	91,9	95,5	91,1	94,4	88,6	95	90	95,5	91,1

зован изоляционный бетон. Оттяжки могут быть выполнены из стеклопластика, который по механическим характеристикам не уступает стали, но легче стали в четыре раза.

Как видно из рисунка, в этом случае высота опор не превышает наибольшей высоты провода. При этом линии класса

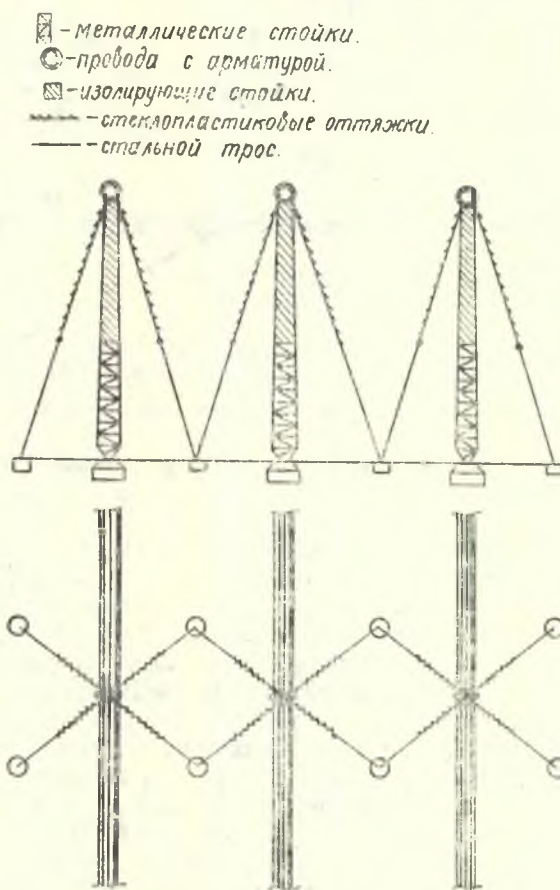


Рис. 42. Примерная конструкция промежуточной опоры с частично изолирующими стойками и оттяжками

1200 кВ и выше имеют настолько высокий уровень изоляции, что они не нуждаются в защите от прямых ударов молнии с помощью грозозащитных тросов.

Отсутствие металлических стоек между проводами позволяет выбрать расстояния между фазами линий минимальными исходя из уровня междуфазовых перенапряжений и электрической прочности воздушного промежутка между па-

параллельными проводами. Однако предельное уменьшение расстояния между фазами может привести к опасности перекрытий в пролете при несинхронном качании проводов. В связи с этим может оказаться целесообразным установка междуфазовых распорок (рис. 43), которые также могут быть выполнены из стеклопластика.

Сравнение данных о необходимом изоляционном промежутке провод — стойка опоры по условию надежной работы при рабочем напряжении (табл. 5) и при коммутационных перенапряжениях (табл. 6) может создать впечатление, что при свободной подвеске проводов габарит провод — опора

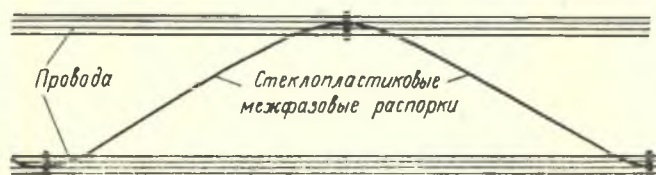


Рис. 43. Междуфазовая стеклопластиковая распорка

определяется только коммутационными перенапряжениями. Однако существенно различные расчетные скорости ветра, отклоняющего гирлянды, при выборе габарита провод — стойка опоры по рабочему напряжению ($V_{кр}$) и по коммутационным перенапряжениям ($0,4V_{кр}$) (см. § 14, 15) приводят к различию углов отклонения. Если в первом случае он составляет $40—50^\circ$, то во втором случае всего $10—15^\circ$ (ветровое давление пропорционально квадрату скорости ветра). Поэтому практически для всех рассмотренных линий при свободной подвеске проводов необходимый габарит между неотклоненным проводом и стойкой опоры, выбранный по условию надежной работы при рабочем напряжении и при коммутационных перенапряжениях, совпадает (так же как и для гирлянд при соответствующем отношении L_n/H_n).

Все изложенное в отношении гирлянд изоляторов и габаритов линий электропередачи переменного тока в равной степени относится и к линиям постоянного тока. В частности, гирлянды из изоляторов заданного типа для линий постоянного и переменного тока при равных напряжениях относительно земли (при равенстве действующего значения фазового переменного напряжения и постоянного напряжения полюса) для обеспечения заданного уровня надежности должны быть одинаковы. Поскольку длина гирлянды практически полностью определяет размеры воздушных промежутков между проводом и опорой и между проводом и траверсой, габариты опор линий переменного и постоянного тока также

оказываются одинаковыми за тем исключением, что на линии постоянного тока подвешиваются два расщепленных провода, соответствующих двум полюсам электропередачи, а на линии переменного тока подвешиваются три расщепленных провода, соответствующих трем фазам. Это обстоятельство способствовало широкому распространению мнения о том, что линия электропередачи постоянного тока на $1/3$ дешевле линии переменного тока (два провода вместо трех). Нетрудно показать, что это мнение ошибочно.

Сравним электропередачи переменного и постоянного тока одинаковой длины l с одинаковой передаваемой мощностью $P^{\sim} = P^{\pm} = P$ и одинаковой изоляцией. В этом случае в соответствии с вышеизложенным одинаковы напряжения линий относительно земли $U_{\text{ф}}^{\sim} = U_{\text{п}}^{\pm} = U$. Примем также, что экологическая плотность тока для обеих линий одинакова: $j_{\text{э}}^{\sim} = j_{\text{э}}^{\pm} = j_{\text{э}}$, т. е. что сравниваемые линии предполагается создавать в одном и том же районе и что их режимные условия одинаковы.

При этих условиях согласно формуле (61) сечение фазы линии переменного тока и сечение полюса линии постоянного тока равны соответственно

$$Q^{\sim} = \frac{P}{3Uj_{\text{э}}}; \quad Q^{\pm} = \frac{P}{2Uj_{\text{э}}},$$

откуда

$$Q^{\sim} = \frac{2}{3} Q^{\pm}, \quad (125)$$

т. е. сечение фазы линии переменного тока меньше на $1/3$ сечения полюса линии постоянного тока. Однако суммарное сечение проводов трех фаз ВЛ переменного тока и двух полюсов ВЛ постоянного тока одинаковы:

$$\sum Q^{\sim} = 3Q^{\sim} = 2Q^{\pm} = \sum Q^{\pm}.$$

Таким образом, суммарное количество проводов (и их вес в конечном счете) на сравниваемых линиях постоянного и переменного тока одинаково. Поэтому стоимость проводов и весовые нагрузки от проводов на опоры одинаковы для линий переменного и постоянного тока.

Исследования показали, что при одинаковых отношениях $U/U_{\text{к}}$ для линий переменного и постоянного тока (биполярных) потери на корону практически одинаковы. Однако для выполнения этого условия (одинаковое отношение $U/U_{\text{к}}$) при меньшем сечении провода в фазе (см. (125)) согласно данным § 5 необходимо увеличение произведения nr_0 примерно в $\sqrt{2}$, поскольку амплитуда переменного напряжения больше

постоянного напряжения (при $U_{\text{ф}} = U_{\text{п}}$) в $\sqrt{2}$ раз. Это достигается путем существенного увеличения числа проводов в расщепленной фазе на линии переменного тока по сравнению с линией постоянного тока.

Увеличение поверхности каждого из трех расщепленных проводов линии переменного тока по сравнению с поверхностью каждого провода линии постоянного тока в $\sqrt{2}$ раз вызовет увеличение суммарного ветрового давления в $3\sqrt{2}/2 = 2,1$ раза. Поскольку ветровое давление на провода составляет примерно 50% общей ветровой нагрузки на опоры, увеличение ветрового давления на линии переменного тока приведет к увеличению суммарного ветрового давления на опоры в 1,5 раза, что связано с увеличением веса и стоимости опор и фундаментов в $\sqrt[3]{1,5^2} = 1,3$ раза. Стоимость опор и фундаментов составляет $\sim 30\%$ стоимости линии, поэтому такое увеличение стоимости опор и фундаментов увеличивает стоимость линии примерно на 10%, что и подтверждается при уточненных расчетах.

Таким образом, увеличение стоимости линии переменного тока по сравнению с линией постоянного тока тех же параметров значительно меньше, чем это предполагалось ранее (на 10% вместо 33%).

Широко распространено также мнение, что на линии переменного тока заметно больше потери энергии. Как уже указывалось, потери на корону на этих линиях одинаковы. К. п. д. обеих линий

$$\eta = 1 - \frac{\Delta P_{\text{пр}} + \Delta P_{\text{к}}}{P} = 1 - \rho l \frac{\bar{j}}{U} - \frac{\Delta P_{\text{к}}}{P}. \quad (126)$$

Поскольку удельное сопротивление проводов при промышленной частоте и постоянном токе практически одинаково, вследствие равенства остальных параметров ($l, \bar{j}, U$), к. п. д. линий постоянного и переменного тока одинаков. Однако большие потери энергии в концевых преобразовательных устройствах на электропередачах постоянного тока определяют и более низкий их к. п. д.

Необходимость использования на электропередачах постоянного тока дополнительного элемента — преобразователей, стоимость которых велика и эксплуатация очень дорога, определяет значительно большую стоимость сооружения и эксплуатации электропередач постоянного тока в целом (с учетом концевых устройств) по сравнению с электропередачами переменного тока независимо от длины линии.

ПРИЛОЖЕНИЕ I

СТАНДАРТНЫЕ ПРОВОДА ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Номинальное сечение провода, мм ²	Сечение алюминия, мм ²	Наружный диаметр провода, мм	Вес провода, кг/км
А			
120	117	14,0	322
150	148	15,8	407
185	183	17,5	503
240	239	20,0	656
300	298	22,4	817
400	396	25,8	1087
500	501	29,1	1376
600	604	32	1658
АС			
120	115	15,2	492
150	148	17	617
185	181	19	771
240	238	21,6	997
300	295	24,2	1257
400	395	28	1660
АСО			
150	148	16,6	559
185	181	18,4	687
240	243	21,6	937
300	291	23,5	1098
400	392	27,2	1501
500	482	30,2	1836
600	578	33,1	2206
700	712	37,1	2756
АСУ			
120	116	15,5	530
150	147	17,5	678
185	185	19,6	850
240	241	22,4	1110
300	297	25,2	1390
400	400	29,0	1840

ПРИЛОЖЕНИЕ II

ФУНКЦИЯ НОРМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

$$F_n(-z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{-z} \exp\left(-\frac{t^2}{2}\right) dt$$

$-z$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
-0,0	,5000	,4960	,4920	,4880	,4840	,4801	,4761	,4721	,4681	,4641
-0,1	,4602	,4562	,4522	,4483	,4443	,4404	,4364	,4325	,4286	,4247
-0,2	,4207	,4168	,4129	,4090	,4052	,4013	,3974	,3936	,3897	,3859
-0,3	,3821	,3783	,3745	,3707	,3669	,3632	,3594	,3557	,3520	,3483
-0,4	,3446	,3409	,3372	,3336	,3300	,3264	,3228	,3192	,3156	,3121
-0,5	,3085	,3050	,3015	,2981	,2946	,2912	,2877	,2843	,2810	,2776
-0,6	,2743	,2709	,2676	,2643	,2611	,2578	,2546	,2514	,2483	,2451
-0,7	,2420	,2389	,2358	,2327	,2297	,2266	,2236	,2206	,2177	,2148
-0,8	,2119	,2090	,2061	,2033	,2005	,1977	,1949	,1922	,1894	,1867
-0,9	,1841	,1814	,1788	,1762	,1736	,1711	,1685	,1660	,1635	,1611
-1,0	,1587	,1562	,1539	,1515	,1492	,1469	,1446	,1423	,1401	,1379
-1,1	,1357	,1335	,1314	,1292	,1271	,1251	,1230	,1210	,1190	,1170
-1,2	,1151	,1131	,1112	,1093	,1075	,1056	,1038	,1020	,1003	,0985
-1,3	,0968	,0951	,0934	,0918	,0901	,0885	,0869	,0853	,0838	,0823
-1,4	,0808	,0793	,0778	,0764	,0749	,0735	,0721	,0708	,0694	,0681
-1,5	,0668	,0655	,0643	,0630	,0618	,0606	,0594	,0582	,0571	,0559
-1,6	,0548	,0537	,0526	,0516	,0505	,0495	,0485	,0475	,0465	,0455
-1,7	,0446	,0436	,0427	,0418	,0409	,0401	,0392	,0384	,0375	,0367
-1,8	,0359	,0351	,0344	,0336	,0329	,0322	,0314	,0307	,0301	,0294
-1,9	,0288	,0281	,0274	,0268	,0262	,0256	,0250	,0244	,0239	,0233
-2,0	,0228	,0222	,0217	,0212	,0207	,0202	,0197	,0192	,0188	,0183
-2,1	,0179	,0174	,0170	,0166	,0162	,0158	,0154	,0150	,0146	,0143
-2,2	,0139	,0136	,0132	,0129	,0125	,0122	,0119	,0116	,0113	,0110
-2,3	,0107	,0104	,0102	,0099	,0096	,0094	,0091	,0089	,0087	,0084
-2,4	,0082	,0080	,0078	,0075	,0073	,0071	,0069	,0068	,0066	,0064
-2,5	,0062	,0060	,0059	,0057	,0055	,0054	,0052	,0051	,0049	,0048
-2,6	,0047	,0045	,0044	,0043	,0041	,0040	,0039	,0038	,0037	,0036
-2,7	,0035	,0034	,0033	,0032	,0031	,0030	,0029	,0028	,0027	,0026
-2,8	,0026	,0025	,0024	,0023	,0023	,0022	,0021	,0021	,0020	,0019
-2,9	,0019	,0018	,0018	,0017	,0016	,0016	,0015	,0015	,0014	,0014
$-z \dots$ $F_n(-z)$	-3,0 ,0013	-3,1 ,0010	-3,2 ,0007	-3,3 ,0005	-3,4 ,0003	-3,5 ,0002	-3,6 ,0002	-3,7 ,0001	-3,8 ,0001	-3,9 ,0000

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Глава первая. Провода линий сверхвысокого напряжения . .	6
§ 1. Расщепленные провода. Параметры линий с расщепленными проводами	—
§ 2. Распределение напряженности поля по поверхности расщепленных проводов	13
§ 3. Критическое напряжение короны на проводах линии. Основные параметры расщепленных проводов	15
§ 4. Местная корона и вызываемые ею потери энергии и радиопомехи	17
§ 5. Реализация условия минимума приведенных затрат. Экономическая плотность тока. Оптимальная степень ограничения коронного разряда	24
§ 6. Выбор конструкции проводов воздушных линий	30
§ 7. Расширенные провода. Их основные параметры	35
Глава вторая. Изолирующая подвеска проводов линий сверхвысокого напряжения	38
§ 8. Распределение напряжения вдоль гирлянд ВЛ	—
§ 9. Наибольшее падение напряжения на изоляторах в гирлянде и способы его регулирования	44
§ 10. Оценка допустимого падения напряжения на изоляторах воздушных линий	50
Глава третья. Габариты воздушных линий сверхвысокого напряжения	52
§ 11. Особенности работы изоляции воздушных линий и ее испытаний в лабораторных условиях	—
§ 12. Методика оценки электрической прочности изоляционных конструкций на основе экспериментальных исследований их элементов	60
§ 13. Выбор изоляции ВЛ по условию надежной работы в нормальном эксплуатационном режиме	63
§ 14. Выбор изоляции ВЛ по условию надежной работы при коммутационных перенапряжениях	71
§ 15. Выбор изоляции ВЛ по условию безопасности	77
§ 16. Габариты ВЛ сверхвысокого напряжения и перспективы повышения номинального напряжения воздушных линий электропередачи	80
Приложение I. Стандартные провода для воздушных линий электропередачи	89
Приложение II. Функция нормального распределения	90

Георгий Николаевич Александров

Сверхвысокие напряжения

Учебное пособие

Научный редактор *К. С. Стефанов*

Редактор *А. П. Алексеева*

Корректоры *С. Д. Рутковская, Н. Н. Тарасова*

М 11693.

Сдано в набор 26/XI-71.

Подп. к печ. 10-III-72 г.

Печ. л. 5,75. Зак. 1046. Тираж 1000. Форм. бум. л. 60×90¹/₁₆. Цена 30 коп.

Лаборатория полиграфических машин Ленинградского ордена Ленина
политехнического института имени М. И. Калинина
194251, Ленинград, Политехническая ул., 29.