

СРОК СЛУЖБЫ ИЗОЛЯЦИИ ПОКРЫТЫХ ПРОВОДОВ ВЛП 10 кВ ПРИ СХЛЕСТЫВАНИИ

Докт. техн. наук, проф. СТЕПАНЧУК К. Ф.,
кандидаты техн. наук, доценты КЛИМОВИЧ Г. С., КРАСЬКО А. С.

Белорусский национальный технический университет

В настоящее время все чаще на линиях электропередачи 10...20 кВ применяют покрытые или изолированные провода (ВЛП). Заинтересованность проектных и строительных организаций и энергосистем в активном внедрении ВЛП вызвана следующими преимуществами линий такого типа перед традиционными, с голыми проводами:

1. Полиэтиленовое покрытие проводов предохраняет ВЛП от коротких замыканий при их схлестывании.
2. Допускается падение деревьев и касание веток [2].
3. Затрудняются налипание снега и образование гололеда [3].

Все это позволяет сократить междупазные расстояния до 40...50 см при горизонтальном расположении проводов и до 65...70 см – по треугольнику, уменьшить ширину просек при прохождении ВЛП по лесным массивам, садам или в населенных пунктах [1–4].

Основное внимание в стандартах и технических условиях уделяется электрическим характеристикам покрытия. При схлестывании проводов и перекрытии пролетов ветками и деревьями покрытие не должно допускать значительных токов утечки и должно выдерживать приложенное напряжение и временные повышения напряжения. В литературе отсутствуют сведения о поведении изоляции покрытых проводов при длительной эксплуатации ВЛП. Финские источники [2, 3] ограничиваются констатацией успешной эксплуатации таких линий в Скандинавии.

При длительном приложении напряжения изменяются как процессы в полимерной изоляции, так и механизм пробоя, и электрическая прочность изоляции. Поведение изоляции покрытых проводов при длительной эксплуатации в конкретных условиях определяет не только надежность, но и безопасность эксплуатации ВЛП.

Основной причиной старения и разрушения полимерной изоляции при длительной эксплуатации принято считать появление частичных разрядов в воздушных включениях и полостях, которые образуются при нанесении покрытия на токопроводящую жилу или могут возникнуть при изгибании провода. При толщине полиэтиленового покрытия 2...3 мм размеры таких включений могут составлять 0,1...0,3 мм. Электрическое поле в поперечном включении (нормальном к вектору напряженности) можно считать однородным, и тогда напряженность начала ионизации определяется соотношением [5]

$$E = 24,6 + 6,4 \sqrt{\frac{1}{S_n}}, \quad (1)$$

где S_n – размеры включения.

При возможных размерах включения напряженность начала ионизации составляет 60...70 кВ/см.

Авторы данной статьи выполнили расчеты напряженности электрического поля на поверхности проводов трехфазной линии с проводами АС-35 и АС-120 при горизонтальном их расположении и в вершинах правильного треугольника с расстояниями между фазами от 0,4 до 1,2 м и 6...10 м до земли с учетом нормального режима работы. Максимальная напряженность на поверхности провода зависит от его диаметра и расстояния между фазами. При применении покрытых проводов расстояния между фазами могут быть уменьшены до 0,4...0,5 м. При этом на поверхности гладкого провода, эквивалентного проводу АС-35, E_{\max} не превосходит 4,5 кВ/см. Для АС-120 – $E_{\max} = 2,5$ кВ/см.

Если считать, что сравнительно тонкое покрытие ($\delta < r_{\text{пр}}$) не оказывает заметного влияния на распределение зарядов, то напряженность поля в покрытии будет снижена, по сравнению с напряженностью поля в воздухе, в соответствии с отношением их диэлектрических проницаемостей. При принятых допущениях покрытие практически не влияет на поле в воздухе. Непосредственно в слое покрытия напряженность у поверхности провода снижается для полиэтилена примерно в 2 раза, т. е. лежит в пределах 1,25...2,25 кВ/см.

Усиление поля на выступающих частях проволок зависит от их количества в наружном навиве провода n и диаметра [6, 7]

$$K_y = E_{\max}/E_{\max(r)} = 1,3...1,35$$

при $n = 5...10$.

Алюминиевая жила, применяемая при изготовлении покрытых проводов, соответствует конструкции обычных сталеалюминиевых проводов и состоит из 6...28 проволок диаметром 2,3...3,2 мм для проводов АС-50 ... АС-120. Таким образом, максимальное усиление поля можно ожидать на поверхности проволок провода минимального сечения (АС-35), и оно не должно превышать 1,35, а максимальная напряженность поля в покрытии с учетом местного усиления поля не превысит 3 кВ/см для проводов такого диаметра.

Если из-за дефектов технологии вблизи поверхности провода в покрытии окажутся воздушные поры, то максимальная напряженность в плоских порах и неплотностях увеличится в 2 раза (в соответствии с отношением ϵ_n/ϵ_b), а в сферических порах усиление поля определится соотношением

$$K_y = \frac{3\epsilon_n}{2\epsilon_n + \epsilon_b}, \quad (2)$$

т. е. составит приблизительно 1,2.

Следовательно, максимальная напряженность поля в воздушных включениях при рабочем напряжении ВЛП 10 кВ не превысит 6 кВ/см.

При допустимых размерах включения критическая напряженность начала ионизации составляет 60...70 кВ/см. Таким образом, воздушные включения в покрытии могут пробиваться (ионизироваться с разрушением покрытия) при напряженностях электрического поля и соответственно напряжениях, в десятки раз превышающих рабочее.

При схлестывании (соприкосновении) двух проводов с покрытием толщиной δ система электродов представляет собой два параллельных цилиндра, расположенных на расстоянии 2δ друг от друга. Максимальная напряженность электрического поля в этом случае может быть рассчитана по соотношению [8]

$$E_{\max} = 0,45U / r \ln \frac{r + \delta}{r}, \quad (3)$$

где r – радиус провода; δ – толщина покрытия.

При максимальном рабочем напряжении 12 кВ, радиусе провода 0,5; 0,75; 1 см и толщине покрытия 2 мм максимальная напряженность составит соответственно 31; 29 и 28 кВ/см.

Приведенные расчеты показывают, что при соприкосновении проводов с учетом усиления поля многопроволочного провода и наличия воздушных включений напряженность электрического поля может достигнуть в полиэтилене 40 кВ/см, а в воздушных включениях – 60...80 кВ/см. При таких условиях возможны ионизационные процессы в воздушных включениях при рабочем напряжении. При коммутационных перенапряжениях ионизация в воздушных включениях будет интенсивной, что приведет к разрушению изоляционного покрытия и аварийному отключению линии. Поэтому время работы ВЛП при схлестывании проводов должно быть ограничено. При атмосферных перенапряжениях возможен пробой изоляции в середине пролета со всеми вытекающими последствиями.

Для оценки допустимого времени работы ВЛП при схлестывании проводов и определения вольт-временных характеристик были проведены специальные эксперименты. Провод АСИ-70 монтировался на макете пролета ВЛП на изоляторах ШФ-20Г. Длина пролета – 12 м. На провод подавалось испытательное напряжение 50 Гц от установки 120 кВ и крепились отрезки провода той же марки длиной 3 м. Жила их заземлялась. Расстояние между образцами выбиралось, равным 1,5 м, так как предварительными опытами было установлено, что при напряжении 75 кВ длина поверхностных разрядов при пробое изоляции одного из проводов достигала 1...1,5 м. Методика проведения испытаний описана в [9].

Были выбраны следующие ступени испытательного напряжения:

$$U_0 = 44 \text{ кВ}; U_1 = 58 \text{ кВ}; U_2 = 75 \text{ кВ}; K = 1,31.$$

Результаты измерений приведены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты испытаний проводов

Испытательное напряжение, кВ	Время до пробоя, с	Примечание
58	230; 1390; 2001; 3535; 3655; 8075; 36000; 36000; 40000; 42000; 3665	Всего испытано 11 образцов. 4 образца выдержали без пробоя 10 и более часов
75	125; 130; 274; 305; 455; 850; 850; 975; 1122; 2100; 2270; 2520; 2955; 4100; 4930; 4930; 5010; 5095; 7200; 7200	Всего испытано 20 образцов

В ходе испытаний было отмечено, что при подаче напряжения в месте соприкосновения проводов возникают корона и поверхностные разряды малой интенсивности. Сначала всегда пробивается изоляция основного провода, на который подавалось напряжение. После этого интенсивность скользящих разрядов резко возрастает, а их длина увеличивается до 1...1,5 м. Пробой изоляции образца наступает через 20...30 с.

Порядок статистической обработки соответствовал приведенному в [9]. Для испытательного напряжения $U_1 = 58$ кВ: $\tau_{\min} = 230$ с; $\tau_{0,5} = 15700$ с; $\tau_{0,8} = 36000$ с. Для испытательного напряжения $U_2 = 75$ кВ: $\tau_{\min} = 125$ с; $\tau_{0,5} = 2670$ с; $\tau_{0,8} = 5000$ с. Постоянные аппроксимации: $m = 2,12$; $T = 1300$ с.

Аппроксимационное уравнение для средних значений (вероятность 0,5)

$$\tau = 1300 \left(\frac{44}{U(\tau) - 44} \right)^{2,12} \quad (4)$$

Результаты расчета по этому уравнению приведены в табл. 2 и на рис 1.

Таблица 2

Средний срок службы изоляции проводов в зависимости от напряжения (вероятность 0,5)

U, кВ	44,1	46	48,4	52,8	58	66	75	88	110
$\tau, \text{с} \cdot 10^3$	$5 \cdot 10^5$	$9 \cdot 10^2$	171	39	15,6	5,6	2,7	1,3	0,55

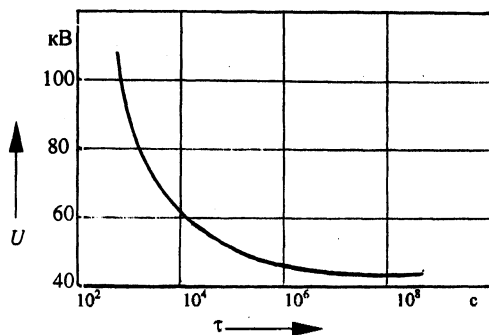


Рис. 1

Распределение вероятностей пробоя при различных испытательных напряжениях описывается уравнением (16а) [9]. Коэффициент δ в этом уравнении определяется по (14в) [9] с использованием результатов математической обработки массивов табл. 1. Для выборок 58 и 75 кВ он составляет 1,005 и 1,296 соответственно. Принимается среднее значение 1,15.

После подстановки числовых значений получаем исходное расчетное уравнение

$$\tau_i = 230 \left(\frac{14}{U - 44} \right)^{2,12} + 15470 \left(\frac{l_n(1 - F(U, \tau))}{l_n \cdot 0,5} \right)^{1,15} \left(\frac{14}{U - 44} \right)^{2,12}$$

Решение этого уравнения на ПЭВМ для различных напряжений и вероятностей пробоя изоляции проводов приведено в табл. 3.

Срок службы изоляции проводов при заданных значениях напряжения и вероятности пробоя

Вероятность пробоя $F(U, \tau)$	Срок службы образца τ , с при напряжении U , кВ						
	46	48,4	52,8	58	66	75	88
0,001	$0,017 \cdot 10^6$	$3,3 \cdot 10^3$	$0,75 \cdot 10^3$	$0,3 \cdot 10^3$	$0,1 \cdot 10^3$	52	25
0,01	$0,038 \cdot 10^6$	$7,2 \cdot 10^3$	$1,7 \cdot 10^3$	$0,6 \cdot 10^3$	$0,2 \cdot 10^3$	$0,1 \cdot 10^3$	55
0,1	$0,2 \cdot 10^6$	$0,04 \cdot 10^6$	$8,7 \cdot 10^3$	$3 \cdot 10^3$	$1,2 \cdot 10^3$	$0,6 \cdot 10^3$	286
0,2	$0,37 \cdot 10^6$	$0,07 \cdot 10^6$	$0,016 \cdot 10^6$	$6 \cdot 10^3$	$2,3 \cdot 10^3$	$1,1 \cdot 10^3$	530
0,5	$0,97 \cdot 10^6$	$0,18 \cdot 10^6$	$0,042 \cdot 10^6$	$0,016 \cdot 10^6$	$6 \cdot 10^3$	$2,9 \cdot 10^3$	$1,4 \cdot 10^3$
0,8	$2 \cdot 10^6$	$0,38 \cdot 10^6$	$0,087 \cdot 10^6$	$0,03 \cdot 10^6$	$12 \cdot 10^3$	$6 \cdot 10^3$	$2,9 \cdot 10^3$
0,9	$2,7 \cdot 10^6$	$0,51 \cdot 10^6$	$0,12 \cdot 10^6$	$0,04 \cdot 10^6$	$16,9 \cdot 10^3$	$8 \cdot 10^3$	$3,9 \cdot 10^3$
0,99	$5 \cdot 10^6$	$0,94 \cdot 10^6$	$0,21 \cdot 10^6$	$0,08 \cdot 10^6$	$31 \cdot 10^3$	$15 \cdot 10^3$	$7,1 \cdot 10^3$
0,999	$7,1 \cdot 10^6$	$1,3 \cdot 10^6$	$0,31 \cdot 10^6$	$0,11 \cdot 10^6$	$44 \cdot 10^3$	$21 \cdot 10^3$	$10,1 \cdot 10^3$

ВЫВОДЫ

1. Выполнены представительные и трудоемкие эксперименты. Результаты экспериментов и теоретические разработки позволили достаточно достоверно определить вольт-временные характеристики изоляции покрытых проводов в детерминированном и вероятностном вариантах.

2. В случае схлестывания проводов при рабочем напряжении и коммутационных перенапряжениях вероятность пробоя изоляции проводов очень мала. Поэтому в таком режиме ВЛП может работать в негрозовый период до планового осмотра линии.

3. Пробой при атмосферных перенапряжениях в середине пролета со всеми вытекающими последствиями возможен. Поэтому перед наступлением грозового периода схлестывание проводов должно быть устранено.

ЛИТЕРАТУРА

1. Разработка системы грозозащиты для воздушных линий 10 кВ с покрытыми проводами (ВЛП-10). Закл. отчет по х/д № 1873/96. – Мн., 1998.
2. PAS-conductor system: Каталог АО Секко. – Хельсинки, 1993. – 46 с.
3. Подвесные скрученные кабели, провода SAX, волоконно-оптические грозозащитные тросы: Каталог НОКИА КАБЕЛЬ. АО. – Хельсинки, 1993. – 27 с.
4. Провод с защитной изоляцией для воздушных линий электропередачи типа «Заря»: ТУ 16.K71.272–98, 1998.
5. Степанчук К. Ф., Тиняков Н. А. Техника высоких напряжений. – Мн.: Выш. шк. – 1982. – С. 450.
6. Долгинов А. И. Техника высоких напряжений. – М.: Энергия, 1968. – 468 с.
7. Бруно В. В. Расчет напряженности электрического поля в слое антикоррозийного покрытия проводов ВЛ // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений). – 1968. – № 1. – С. 17–22.
8. Кучинский Г. С., Кизеветер В. Е., Пинталь Ю. С. Изоляция установок высокого напряжения. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
9. Степанчук К. Ф. Модели разрушения изоляции в процессе эксплуатации и их анализ // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1999. – № 4. – С. 26–33.

Представлена кафедрой
электрических станций

Поступила 26.12.2001