<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-222-226>

УДК 532 529

Улучшенная аналитическая модель обледенения проводов ЛЭП

Тимофеева М. В.

Сколковский институт науки и технологий (Сколтех)
ул. Нобеля, 3, 121205, г. Москва, Россия

Поступила / Received 30.05.2018

Принята к печати / Accepted for publication 11.09.2018

Аварии на линиях электропередачи, связанные с обледенением компонентов ЛЭП, в частности, проводов приводят к большим экономическим потерям в России. В связи с отсутствием возможности достоверного прогнозирования и оценки последствий погодных условий, способствующих обледенению проводов ЛЭП, сетевые службы зачастую вынуждены проводить выезды на потенциальные места аварий вслепую. Это приводит к большим материальным и временным потерям, при том, что среднее время восстановительных послеаварийных работ на высоковольтных ЛЭП занимает 5 – 10 дней.

Для эффективного прогнозирования и своевременного предотвращения негативных последствий образования ледяных отложений на проводах ЛЭП разработана аналитическая модель, описывающая рост ледяной муфты на поверхности электрического провода. За основу модели взята широко применяемая аналитическая модель [1], дополненная зависимостью роста ледяной муфты от угла между потоком ветра и проводом и от напряжённости электрического поля провода.

Сравнение результатов, полученных с применением разработанной модели и модели [1] показало, что с уменьшением угла между потоком ветра и проводом интенсивность роста ледяных отложений значительно падает. Показано, что напряжённость электрического поля провода слабо меняет траектории движения капель воды.

Приведён вывод о незначительном влиянии напряжённости электрического поля провода на рост ледяной муфты на нём. Указано, что значение толщины стенки ледяных отложений, получаемое по разработанной модели, должно быть увеличено при определённых погодных условиях и конструктивных параметрах ЛЭП. Разработанная модель может быть дополнена другими физическими явлениями, оказывающими влияние на обледенение проводов, и в дальнейшем внедрена в работу энергетических компаний для мониторинга состояния ЛЭП и проведения противогололёдных мероприятий.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: обледенение, гололёдная муфта, линия электропередачи, гололёдно-изморозевые образования, электрическое поле

Адрес для переписки:

Тимофеева М. В.
Сколтех, Центра энергетических систем
ул. Нобеля, 3, 121205, г. Москва, Россия,
e-mail: M.Timofeeva@skoltech.ru, masha---93@mail.ru

Address for correspondence:

Timofeeva M. V.
Skoltech, CES
Nobelya str., 3, 121205, Moscow, Russia,
e-mail: M.Timofeeva@skoltech.ru, masha---93@mail.ru

Для цитирования:

Тимофеева М. В. Улучшенная аналитическая модель обледенения проводов ЛЭП. Надежность и безопасность энергетики. 2018. – Т. 11, №3. – С. 222 – 226
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-222-226>

For citation:

Timofeeva M. V. [Enhanced analytical model of power transmission line icing]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2018, vol. 11, no. 3, pp. 222 – 226 (in Russian)
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-222-226>

Enhanced analytical model of power transmission line icing

Timofeeva M. V.

Skoltech, CES

Nobelya str., 3, 121205, Moscow, Russia

Accidents in power transmission lines under icing conditions, in particular, those of cables, cause a great economic damage in Russia. Because of the lack of the possibility to forecast and evaluate reliably the consequences of weather conditions contributing to icing of transmission line cables, power grid services often have to go to the place of a potential accident relying on guesswork. This leads to considerable losses of time and material resources, while the average recovery time of a damaged high voltage power transmission line is 5–10 days.

For the effective prediction and timely prevention of negative consequences of icing of on power line cables, an analytical model that describes the growth of ice on the surface of the electrical cable has been developed. The model is based on a widely applicable analytical model of [1], supplemented with dependence of the growth of ice sleeve on the angle between the wind direction and the cable, and on the electric field strength of the cable.

The results obtained using the new analytical model and the [1], model have been compared and show that as the angle between the wind direction and the cable decreases, the intensity of the ice growth decreases significantly. At the same time, the strength of the electric field of the cable affects negligibly the trajectory of water droplets.

A conclusion is drawn about insignificance of electrical field strength of the electric cable as a factor of growth of ice deposits. It is stated that the ice thickness value obtained using the developed model can be increased under specific weather conditions and design parameters of transmission lines. The obtained model can be improved by using other physical effects that affect icing of electric cables. Further, the model can be introduced in operation of energy companies to monitor the condition of power transmission lines and to carry out anti-icing activities.

KEYWORDS: icing, ice sleeve, power transmission line, ice-frost formations, electric field

За последние тридцать лет аварии в более чем сорока электрических сетях России стали причиной больших экономических потерь. Несмотря на относительно небольшой процент аварий на высоковольтных линиях электропередачи (ЛЭП), вызванных благоприятными к обледенению условиями (от 2,9% до 8,1% в зависимости от напряжения на линии), эти аварии оказывают существенно негативное влияние на народное хозяйство. Недоотпуск электроэнергии по причине обледенения ЛЭП в некоторых регионах России достигает 70–80% от общего ежегодного аварийного недоотпуска электроэнергии [2].

Частые аварии на ЛЭП являются причиной деформации траверс. Порывистый ветер в сочетании с замёрзшими на электрических проводах осадками способен вызвать пляску проводов, увеличить механическое напряжение на них и, как следствие, привести к деформации компонентов ЛЭП, перекрытию или даже обрыву проводов. Основной задачей энергетических компаний является своевременное прогнозирование и предотвращение критического уровня гололёдно-изморозевых образований (ГИО) на всех компонентах ЛЭП, в особенности на проводах. Для успешного решения данной задачи нужна апробированная математическая модель, описывающая образование ГИО на проводах ЛЭП. Такая модель должна быть использована для определения интенсивности обледенения проводов, что позволит предугадывать момент начала критического обледенения линии, когда толщина стенки гололёда начинает превышать нормативную для данного района по гололёду величину [3]. Наличие такой модели способно сэкономить временные и материальные

затраты, связанные с выездами на потенциальные места аварий бригад для проведения противогололёдных мероприятий.

Существует большое множество математических моделей, которые, используя метеорологические данные в качестве входных параметров, позволяют определить количество образующегося на проводах льда. Эти модели различаются уровнем детализации физических процессов, влияющих на интенсивность льдообразования на поверхности проводов, эмпирическими данными, входящими в модели, и погодными условиями, под которые модели разрабатывались. Хотя численные модели [4–7] логически верны, они дают результаты незначительно превосходящие по достоверности результаты, получаемые с использованием аналитической модели [1] которая также может быть использована при моделировании обледенения проводов ЛЭП в условиях ледяного дождя с ветром. Использование численных моделей может приводить к численным и системным ошибкам, которые трудно определить и устранить. Подобное наблюдается при анализе чувствительности численных моделей MRI и MER [8], который продемонстрировал значительное отклонение результатов этих моделей от результатов, полученных с использованием аналитической модели [1]. Численные модели учитывают параметры, постоянно меняющиеся по времени и пространству, что делает проведение натурных испытаний для верификации этих моделей трудоёмким и недостаточно информативным процессом. Моделирование обледенения проводов и других компонентов ЛЭП остаётся комплексной задачей, которая требует постоянного совершенствования путём обо-

снованного добавления физических процессов, оказывающих влияние на интенсивность образования ГИО.

1. Аналитические модели обледенения проводов ЛЭП

Автором данной работы была разработана аналитическая модель обледенения проводов ЛЭП, за основу которой была взята уже известная и получившая широкое применение модель [1]. Модель была усовершенствована за счёт дополнительного учёта влияния напряжённости электрического поля провода E на интенсивность образования гололёда [9], и зависимости роста ГИО от изменения угла между воздушным потоком и поверхностью провода γ .

1.1 Аналитическая модель обледенения проводов ЛЭП по [1]

В этой модели рассматривается сухое обледенение, т.е. все капли, достигающие поверхность провода, мгновенно замерзают на нём. Это возможно при температурах воздуха значительно ниже нуля. Предполагается равномерное круговое формирование ледяных отложений вокруг провода. Скорость роста льда на единице длины провода за единицу времени определяется:

$$\frac{dM}{dt} = 2RWV_i, \quad (1)$$

где M — масса ледяных отложений на проводе (кг), R — радиус провода с ледяными отложениями (м), W — содержание воды в воздухе (г/м³), V_i — скорость капли при столкновении с поверхностью провода (м/с). Масса отложений на единице длины провода за время t равна $\pi \rho_i (R^2 - R_0^2)$, где R_0 — радиус чистого провода (м), ρ_i — плотность образованного льда (кг/м³). Подстановка выражения для M в (1) даёт:

$$\frac{dR}{dt} = \frac{WV_i}{\rho_i \pi}. \quad (2)$$

После интегрирования (2) получаем толщину гололёдной муфты ΔR , образованной на проводе за время t :

$$\Delta R = \frac{WV_i t}{\rho_i \pi}. \quad (3)$$

Скорость столкновения капли с проводом:

$$V_i = \sqrt{V_d^2 + V^2}, \quad (4)$$

где V_d — скорость падения капли (м/с), V — скорость ветра (м/с). В модели делается предположение, что направление ветра перпендикулярно оси провода. Связь между содержанием воды в воздухе W и величиной осадков P_t (мм/ч), измеренных за время t :

$$\rho_w P_t = WV_d t, \quad (5)$$

где ρ_w — плотность воды (кг/м³). Подставив (4) в (3), по-

лучаем выражение для толщины гололёдной муфты:

$$\Delta R = \frac{WV_d t}{\rho_i \pi} \sqrt{1 + \left(\frac{V}{V_d}\right)^2}, \quad (6)$$

которое, используя (5), преобразуется к виду:

$$\Delta R = \frac{\rho_w}{\rho_i} \cdot \frac{P_t}{\pi} \sqrt{1 + \left(\frac{V}{V_d}\right)^2}. \quad (7)$$

1.2 Улучшенная модель

В соответствии с (1) скорость образования ледяных отложений на единице длины поверхности провода зависит от R , величина которого меняется со временем, от W , значение которого предполагается неизменным за время t и от V_i , величину которой в общем случае можно найти из $V_i = \sqrt{V_d^2 + V^2 + 2V_d V \cdot \cos \beta}$, где β — угол между векторами V_d и V . В рассмотренной выше модели рассматривается случай, при котором поток ветра перпендикулярен поверхности провода. Отсутствует учёт влияния изменения γ на интенсивность образования ледяных отложений на проводе. Вариация γ , согласно результатам некоторых авторов, также приводит к разнообразию форм ледяных наростов на проводе [4]. Автор статьи предлагает учесть влияние угла γ на скорость роста наледи на проводе путём добавления эмпирического множителя, полученного из измерений ледяных нагрузок на электрических сетях [10].

$$M = M(90^\circ)(0.1 + 0.9 \cos^3(90 - \gamma)), \quad (8)$$

где $M(90^\circ)$ — масса ледяных отложений на проводе при потоке ветра, направленном перпендикулярно оси провода ($\gamma = 90^\circ$). Подстановка (8) в (7) позволяет учесть зависимость скорости образования льда на проводе от γ .

Наличие электрического поля на поверхности заряженного провода также оказывает влияние на интенсивность его обледенения. При благоприятных к обледенению условиях электрическое поле провода способно индуцировать диполи зарядов на каплях воды. При положительном заряде провода на диполе создаётся отрицательный заряд, обращенный к проводу. В результате чего, больше капель сталкивается с поверхностью провода и замерзает на ней. Таким образом, скорость формирования ледяной муфты растёт. Под действием электрической силы F траектории капель воды отклоняются от своего начального направления на δ . Значение для δ может быть получено по известному решению задачи об отклонении траектории метеорита, приближающегося к Земле, под действием силы притяжения [11]. Вместо силы притяжения может быть использована сила электрического поля провода.

$$\delta = R \cdot \left(\sqrt{1 + 2a \frac{R}{V_d^2}} - 1 \right), \quad (9)$$

где a — ускорение, приобретённое каплей воды в

электрическом поле заряженного провода $a = F/m$, где m — масса капли. Подставляя (9) в (1), получаем:

$$\frac{dM}{dt} = 2R \cdot \sqrt{1 + \frac{2Ra}{V_d^2}} \cdot WV_i, \quad (10)$$

Электрическая сила, действующая на каплю воды [12]:

$$F = ma = 5.65 \cdot 10^{-9} \cdot r^3 \text{ grad} E, \quad (11)$$

где r — радиус капли воды. Напряжённость электрического поля провода

$$E = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \cdot \frac{\lambda}{R},$$

где λ — линейная плотность заряда. Учитывая начальные условия задачи ($t = t_0 = 0$, $R = R_0$, $E = E_0$), выражение упрощается к виду: $E_0 = E_0 R_0 / R$, где R_0 и E_0 — радиус чистого провода и электрическое напряжение на проводе в момент времени t_0 соответственно. Выражение a из (11) и его подстановка в (10) приводит к:

$$\frac{dR}{\sqrt{1 - \frac{2 \cdot 5.65 \cdot 10^{-9} \cdot r^3 \cdot E_0 R_0}{m V_d^2 R}}} = \frac{dR}{\sqrt{1 - \frac{A}{R}}} = \frac{WV_i (0.1 + 0.9 \cos^3(90 - \gamma)) dt}{\pi \rho_i h}, \quad (12)$$

где A — константа, h — длина образца провода. Интегрирование (12) даёт выражение, описывающее в неявном виде рост ледяной муфты на электрическом проводе:

$$R \cdot \sqrt{1 - \frac{A}{R}} + \frac{1}{2} \cdot A \cdot \ln(2R \cdot (\sqrt{1 - \frac{A}{R}} + 1) - A) + \text{Const} = \frac{WV_i t \cdot (0.1 + 0.9 \cos^3(90 - \gamma))}{\pi \rho_i h}, \quad (13)$$

$$\text{Const} = -R_0 \cdot \sqrt{1 - \frac{A}{R_0}} + \frac{1}{2} \cdot A \cdot \ln(2R_0 \cdot (\sqrt{1 - \frac{A}{R_0}} + 1) - A)$$

2. Сравнение моделей обледенения проводов ЛЭП

Для сравнения результатов, получаемых из описанных выше аналитических моделей обледенения электрического провода, был выбран провод АС 300/39 диаметром 24 мм, рассчитанный на напряжение линии 220 кВ. Рабочая температура эксплуатации данного провода лежит в широком диапазоне от -60 до $+40^\circ\text{C}$, а минимальный срок службы составляет 45 лет, что делает провод данной марки широко используемым на территории РФ.

Моделирование проводилось для значений $\gamma = 90^\circ$, 60° , 30° , 0° , для линии напряжением 220 кВ. Размер моделируемых капель составил 10 мкм, длина отрезка провода 1 м, скорость столкновения капли с проводом 5 м/с, содержание воды в воздухе 1 г/м³, плотность образований 600 кг/м³. Ниже представлены графики зависимости поперечного размера ледяной муфты на электрическом проводе АС 300/39 от времени, полученные с использованием (6) и (13).

Из рисунка видно, что наличие электрического поля, создаваемого напряжением 220 кВ на проводе, практически не оказывает влияния на поведение капель воды. Это связано с низким значением электрической силы, действующей на капли, что заметно из (12). Изме-

Рисунок. Толщина гололёдной муфты на проводе АС 300/39, рассчитанная по модели [1] и улучшенной модели
Figure. Ice deposits' thickness on a cable AS 300/39 calculated using the model [1] and its improved version

нение направления ветра по отношению к оси провода, напротив, оказывает значительное влияние на рост гололёдных отложений, который при $\gamma = 90^\circ$ имеет своё максимальное значение, а при $\gamma = 0^\circ$ — минимальное.

Для ледяных отложений на проводах ЛЭП в виде гололёда ($\rho_i = 900$) нормативная толщина стенки отложений для различных гололёдных районов может быть найдена из [13], где нормативная высота подвеса проводов принимается равной 10 м. Согласно [13] для участков ВЛ, проходящих по плотинам и дамбам гидротехнических сооружений, вблизи прудов-охладителей, башенных градиен, нормативную толщину стенки гололёда следует принимать на 5 мм больше, чем для прилегающих участков ВЛ, а для районов с низшей температурой минус 45° и ниже — на 10 мм. В [13] приводятся коэффициенты пересчёта толщины стенки гололёда при высоте расположения приведенного центра тяжести проводов более 25 м для различных их диаметров. Подобные правила пересчёта толщины ледяных отложений на проводах ЛЭП в зависимости от погодных и конструктивных особенностей могут быть применены для результатов, получаемых из (13).

Выводы

Улучшенная аналитическая модель обледенения может стать основой для создания более комплексной и точной модели, включающей в себя такие физические явления как нагрев поверхности провода протекающим по нему током, поведение жидкой плёнки, образующейся при околонулевых значениях температуры, пляска провода за счёт неравномерного образования гололёдных отложений.

В настоящее время на базе лаборатории Энергетических систем Сколковского института науки и технологий планируется проведение испытаний проводов различных марок на стойкость к ГИО. Результаты экспериментов будут использованы для верификации модели (13) и её дальнейшего усовершенствования.

Список использованных источников

1. Goodwin E., Mozer J., Di Gioia A., Power B. Predicting ice and snow loads for transmission lines. In the Proceedings of the First IWAIS 1983; 1(1): 267–273.
2. Институт Энергосетьпроект. Доступный вид: <https://aoesp.ru/contacts>.
3. Guides of electrical equipment usage. 7th ed. St. Petersburg DEAN 2008.
4. Lozowski E., Stallabrass J., Hearty P. The Icing of an Unheated, Nonrotating Cylinder. Part I: A Simulation Model. Journal of Climate and Applied Meteorology 1983; 22(12): 2053–2062.
5. Ma H., Chen W., Zhang D. Numerical investigation of engine inlet vane hot-air anti-icing system with surface air film. International Journal of Modern Physics: Conference Series 2012; 19: 331–340.
6. Lozowski E., Makkonen L. Fifty years of progress in modelling the accumulation of atmospheric ice on power network equipment. Proc. Eleventh International Workshop on Atmospheric Icing on Structures. Montreal 2005.

7. Finstad K., Fikke S., Ervik M. A comprehensive deterministic model for transmission line icing applied to laboratory and field observations. In the Proceedings of the Fourth IWAIS 1988; 6(1): 227–231.

8. Mitten P., Makkonen L., Morris R. Development of an operational ice and wind loading model for transmission lines. Canadian Electrical Association Conference. Montreal 1988; 15: 21–23.

9. Farzaneh M. Ice accretions on high-voltage conductors and insulators and related phenomena. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences 2000; 358(1776): 2971–3005.

10. Nikiforov E. Icing related problems, effect of line design and ice mapping. Special Rep. US Army Cold Regions Res. Eng. Lab. Hanover 1982; 82(26): 239–245.

11. Бутиков Е., Быков А., Кондратьев А. Физика в примерах и задачах. 4-ое издание. Рипол Классик 2015.

12. Дьяков А. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы. «Энергопрогресс» Корпорации «ЕЭЭК» 2012.

13. Правила устройства электроустановок. Новосибирск. Сибирское университетское издание 2006.

References

1. Goodwin E., Mozer J., Di Gioia A., Power B. Predicting ice and snow loads for transmission lines. In the Proceedings of the First IWAIS 1983; 1(1): 267–273. (In Eng.)
2. Institute Energosetproekt. Available form: <https://aoesp.ru/contacts>. (In Russ.)
3. Guides of electrical equipment usage. 7th ed. St. Petersburg DEAN 2008. (In Russ.)
4. Lozowski E., Stallabrass J., Hearty P. The Icing of an Unheated, Nonrotating Cylinder. Part I: A Simulation Model. Journal of Climate and Applied Meteorology 1983; 22(12): 2053–2062.
5. Ma H., Chen W., Zhang D. Numerical investigation of engine inlet vane hot-air anti-icing system with surface air film. International Journal of Modern Physics: Conference Series 2012; 19: 331–340. (In Eng.)
6. Lozowski E., Makkonen L. Fifty years of progress in modelling the accumulation of atmospheric ice on power network equipment. Proc. Eleventh International Workshop on Atmospheric Icing on Structures. Montreal 2005. (In Eng.)
7. Finstad K., Fikke S., Ervik M. A comprehensive deterministic model for transmission line icing applied to laboratory and field observations. In the Proceedings of the Fourth IWAIS 1988; 6(1): 227–231. (In Eng.)
8. Mitten P., Makkonen L., Morris R. Development of an operational ice and wind loading model for transmission lines. Canadian Electrical Association Conference. Montreal 1988; 15: 21–23. (In Eng.)
9. Farzaneh M. Ice accretions on high-voltage conductors and insulators and related phenomena. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences 2000; 358(1776): 2971–3005. (In Eng.)
10. Nikiforov E. Icing related problems, effect of line design and ice mapping. Special Rep. US Army Cold Regions Res. Eng. Lab. Hanover 1982; 82(26): 239–245. (In Eng.)
11. Butikov E., Bykov A., Kondrat'ev A. Physics in examples and problems. 4th ed. Ripol Classic 2015. (In Russ.)
12. Dyakov A. Electric networks of high voltage in Russia. Theoretical and practical basis. Energoprogress Corporation 2012. (In Russ.)
13. Regulations for electrical installation. Novosibirsk. Siberian university edition 2006. (In Russ.)