

REFERENCES

1. Vinogradov A.Yu., Gerasimov A.S., Kozlov A.V., Smirnov A.N. *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power Plants)*, 2015, No. 11.
2. Lalor G., Ritchie J., Flynn D., and O'Malley M.J. The impact of combined-cycle gas turbine short-term dynamics on frequency control. – *IEEE Trans. Power Syst.*, 2005, vol. 20, No. 3, pp. 1456–1464.
3. Lalor G. and O'Malley M. Frequency control on an island power system with increasing proportions of combined cycle gas turbines. – *Proc. of 2003 IEEE Bol. Power Tech. Conf.*, 2003, vol. 4, pp. 228–234.
4. Balaghi Enalou H., and Abbasi Soreshjani E. A Detailed Governor-Turbine Model for Heavy-Duty Gas Turbines With a Careful Scrutiny of Governor Features. – *IEEE Trans. Power Syst.*, 2015, vol. 30, No. 3, pp. 1435–1441.
5. Patent 7457688 US. Method and system for detection and transfer to electrical island operation, 2012.
6. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines. – *J. Eng. Power*, 1983, vol. 105, No. 83, p. 865.
7. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of single-shaft gas turbines in mechanical drive services. – *Turbo Mach. Int.*, 1992, vol. 33, No. 5, pp. 26–32.
8. CIGRE Task Force C4.02.25. Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants, December 2003.
9. Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee. Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies. – *IEEE PES Resource Center*, 2013.
10. Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies. Dynamic models for combined cycle plants in power system studies. – *IEEE Trans. Power Syst.*, 1994, vol. 9, No. 3, pp. 1698–1708.
11. Bank Tavakoli M. R., Vahidi B., and Gawlik W. An educational guide to extract the parameters of heavy duty gas turbines model in dynamic studies based on operational data. – *IEEE Trans. Power Syst.*, 2009, vol. 24, No. 3, pp. 1366–1374.
12. Asgari H., Chen X., Menhaj M.B., and Sainudiin R. Artificial Neural Network-Based System Identification for a Single-Shaft Gas Turbine. – *J. Eng. Gas Turbines Power*, 2013, vol. 135, No. September, p. 92601.
13. Kakimoto N., and Baba K. Performance of gas turbine-based plants during frequency drops. – *IEEE Trans. Power Syst.*, 2003, vol. 18, No. 3, pp. 1110–1115.
14. Kunitomi K., Kurita A., Okamoto H. Modeling Frequency Dependency of gas turbine output. – *Power Eng. Soc. Winter Meet.* 2001. – *IEEE*, 2001, vol. 2, pp. 678–683.
15. Kunitomi K., Kurita A., Tada Y., Ihara S., Price W.W., Richardson L.M., and Smith G. Modeling Combined-Cycle Power Plant for Simulation of Frequency Excursions. – *IEEE Trans. Power Syst.*, 2003, vol. 18, No. 2, pp. 724–729.
16. Pourbeik P. Modeling of combined-cycle power plants for power system studies – 2003 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. (*IEEE Cat. No.03CH37491*), 2003, vol. 3, pp. 1308–1313.
17. Meegahapola L., and Flynn D. Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks. – *IEEE Trans. Power Syst.*, 2014, vol. PP, No. 99, pp. 1–11.
18. Balling L. Fast cycling and rapid start-up: new generation of plants. – *Mod. Power Syst.*, 2011, No. January, pp. 35–41.
19. Fallis A.G. Grid requirements on CCGT plants: <http://www.cigre.org/var/cigre/storage/original/application/2a65278599fd0774f23cd0377c2b3809.pdf>. (Дата обращения: 01.04.2016).
20. Yee S.K., Milanovic J.V., and Hughes F.M. Overview and comparative analysis of gas turbine models for system stability studies. – *IEEE Trans. Power Syst.*, 2008, vol. 23, No. 1, pp. 108–118.
21. Shalan H., Hassan M., and Bahgat A. Comparative Study on Modeling of Gas Turbines in Combined Cycle Power Plants. – *Proc. of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10)*, 2010, pp. 970–976.
22. Centeno P., Egidio I., and Domingo C. Review of gas turbine models for power system stability studies. – *9th Spanish Port. Congr. Electr. Eng.*, 2005, pp. 1–6.
23. Bakhmisov O.V., Kuznetsov O.N. *Elektrichestvo – in Russ. Electricity*, 2016, No. 5, pp. 27–34.
24. Patent 6070405 US. Method of controlling the rotational speed of a turbineduring load shedding, 2000.

* * *

Электричество, 2016, № 9, с. 22–28.

Моделирование дуговых коротких замыканий в электроустановках напряжением до 1000 В

ГУСЕВ Ю.П., ШЕЛКОВОЙ Е.В.

Разработана модель электрической дуги на основе уравнения Шварца для расчета дуговых коротких замыканий (КЗ) в кабельных линиях напряжением 0,4 кВ с органической изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена. На основе моделирования дуговых КЗ в программном комплексе по расчету переходных электромагнитных процессов ЭМТП-RV дана оценка степени влияния типа изоляции на результаты расчета дуговых КЗ. Разработана универсальная линейризованная модель электрической дуги при КЗ в электроустановках напряжением до 1000 кВ, которая позволяет упростить расчет периодической составляющей и повысить точность расчета аperiodической составляющей тока дуговых КЗ, а также расширить область применения стандартизованных методик учета дуги. Дана оценка погрешности использования линейризованной модели электрической дуги.

Ключевые слова: электроустановки, напряжение до 1000 В, короткие замыкания, кабель, электрическая дуга, вольт-амперная характеристика

При выборе отключающих защитных аппаратов их чувствительность проверяется по минимальному значению тока короткого замыкания (КЗ), которое зависит от сопротивления дуги в месте КЗ. Также сопротивление электрической дуги следует учиты-

вать при проверке на невозгораемость кабельных линий напряжением 0,4 кВ в соответствии с указанием РАО «ЕЭС России»¹.

¹ Циркуляр Ц-02-98(Э). О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания/Введен приказом РАО «ЕЭС России» от 16.03.1998.

Сопротивление дуги рассчитывается по методам, приведенным в [1], где допускается учитывать сопротивление дуги тремя разными способами: *линейным активным сопротивлением из таблицы 4, нелинейным сопротивлением по формуле (40) или по расчетным кривым на рисунке 23*. На рис. 1 представлены результаты расчета сопротивления дуги по методам [1] при КЗ в кабельной линии напряжением 0,4 кВ вблизи выводов обмоток низшего напряжения трансформаторов мощностью 160–5000 кВ·А.

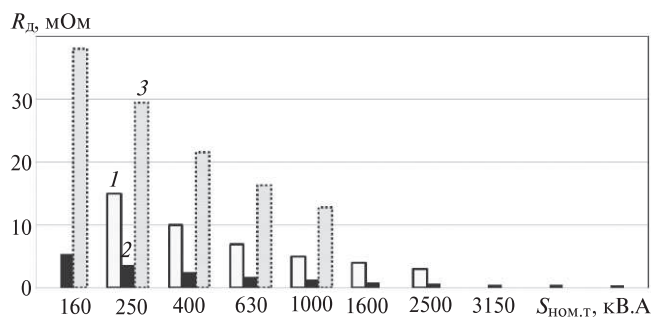


Рис. 1. Результаты расчета сопротивления дуги по методам ГОСТ 28249-93: 1 – таблица 4; 2 – формула (40); 3 – рисунок 23

Как следует из рис. 1, методы [1] при одинаковых расчетных условиях дают существенно различные результаты при расчете сопротивления дуги, а расчет сопротивления дуги при КЗ за трансформаторами мощностью свыше 2500 кВ·А возможен только по одному из трех методов [1], применение которого даёт результаты, не согласующиеся с экспериментами. С учетом увеличения мощностей трансформаторов в сети 0,4 кВ до 5000 кВ·А этот недостаток упомянутых методов является существенным.

Рост мощностей питающих трансформаторов и уменьшение времени срабатывания защитных аппаратов до 0,01 с также обуславливают новые особенности учета дуги при КЗ в сети 0,4 кВ:

- 1) необходимость точного расчета аperiodической составляющей тока дугового КЗ в связи с увеличением ее вклада в нагрев жилы кабеля при КЗ;
- 2) учёт электрической дуги при отключении КЗ за время менее периода промышленной частоты, при котором использование действующих значений величин становится некорректно;
- 3) учёт влияния отношения X/R цепи КЗ на сопротивление дуги.

Кроме того, горение дуги в кабеле характеризуется дополнительными особенностями, влияние которых на параметры дуги может быть существенно.

1. Влияние типа изоляции кабеля, в процессе обугливания которой под термическим действием электрической дуги выделяются декомпозитные

газы. Увеличивающий обдув дуги уменьшает ее температуру, вследствие чего увеличивается падение напряжения на дуге.

2. Влияние материала жилы кабеля, от которого зависит значение прикатодного падения напряжения на дуге.

Несовершенство методов учета дуги в [1], а также указанные особенности учета дуги в мощных электроустановках требуют проведения дополнительных исследований электрической дуги при КЗ в сети 0,4 кВ.

В статье представлены результаты разработки математических моделей электрической дуги при КЗ в кабельной линии напряжением 0,4 кВ при питании от трансформаторов мощностью 160–5000 кВ·А на основе результатов натурных экспериментов. Модели дуги разработаны для диапазона ожидаемых токов металлического КЗ до 105 кА и отношения X/R в цепи КЗ — от 0,5 до 13. Длина дуги в кабеле принималась равной 13 мм в соответствии с [2], что примерно соответствует удвоенной толщине жильной изоляции кабеля и характеризует возможную длину дуги при КЗ в кабельной линии напряжением 0,4 кВ.

В [3] приведено обобщение известных экспериментов с дугой при КЗ, результаты которых могут быть представлены в виде универсальной формулы, отражающей зависимость напряжения на дуге от тока и расстояния между электродами:

$$u_{ст}(i_d) = u_e + ki_d^X d^Y, \quad (1)$$

где u_e — приэлектродное падение напряжения, В; i_d — ток через дугу, А; d — расстояние между электродами, мм.

Для медных электродов приэлектродное падение напряжения составляет 23,5 В, для алюминия ~19 В. Коэффициент k зависит от линейного напряжения сети U_d и может быть определен по формуле

$$k = 1,827U_d^{0,377}. \quad (2)$$

Значения X , Y зависят от конкретной серии экспериментов, но находятся в узком диапазоне: $X \in [0,12; 0,20]$, $Y \in [0,47; 1,00]$. Характеристики экспериментов и соответствующие значения X , Y представлены в табл. 1.

Динамическую вольт-амперную характеристику (ВАХ) дуги при КЗ возможно получить на основе обобщенного дифференциального уравнения Майера—Касси, которое выведено на основе принципа баланса тепловой энергии в дуге и описывает изменение проводимости дуги $g(t)$ в зависимости от отношения входящей мощности дуги ($u_d i_d$) и мощности охлаждения дуги P . Наиболее оптималь-

Таблица 1

Эксперимент (дуга при КЗ)				Полученные значения для (1)	
Год	Страна	Параметр		X	Y
		I_d , кА	d , мм		
1970	США (Fisher L.E.)	0,6÷41,6	25÷100	0,15	0,50
1977	Польша (Ignatko V.P.)	5÷150	5÷200	0,15	0,50
1991	Австралия (Stokes A.D., Oppenlander W.T.)	до 20	5÷100	0,12	1,00
1993	Польша (Paukert T.)	до 100	1÷200	0,20	0,47
2002	США Стандарт IEEE1584—2002	0,7÷106	7,1÷152	0,173	0,222

ной формой записи обобщенного уравнения Майера—Касси для моделирования дуги при КЗ в сети напряжением до 1 кВ, как показано в [4], является уравнение Шварца:

$$\frac{1}{g} \frac{dg}{dt} = \frac{1}{\tau_0 g^\alpha} \left(\frac{u_d i_d}{P_0 g^\beta} - 1 \right), \quad (3)$$

где τ_0 — тепловая постоянная времени стационарной дуги, с; P_0 — мощность охлаждения стационарной дуги, кВт; α и β — адаптационные степени к опытным осциллограммам.

Параметры τ_0 и P_0 определяются экспериментально. Подбор α и β позволяет параметризовать модель дуги с высокой степенью соответствия опытным осциллограммам.

В связи с тем, что напряжение на устойчиво горящей дуге имеет прямоугольную форму с постоянной амплитудой и совпадает по фазе с током через дугу, динамическую модель дуги также можно получить в виде изменения проводимости дуги относительно проводимости при стационарном горении дуги G , как это предложено в [5]:

$$\frac{dg}{dt} = \frac{1}{\tau_0} (G - g). \quad (4)$$

Проводимость стационарной дуги G определяется как отношение модуля тока через дугу i_d и напряжения на стационарной дуге $u_{ст}(i_d)$, рассчитанного по уравнению (1):

$$G = \frac{|i_d|}{u_e + k i_d^X d^Y}. \quad (5)$$

Разработка такой динамической модели дуги на основе экспериментов Стокса и Оппенландера, отражающих минимальный уровень напряжения на дуге, представлена в [6].

В этой статье параметризация модели дуги Шварца (3) для случая КЗ в кабеле проводилась на основе экспериментальных данных о дуговых КЗ в кабелях с медными и алюминиевыми жилами с органической изоляцией (ОИ) и изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), представленных в [7—9].

В результате обработки экспериментальных осциллограмм рассчитывались постоянная времени дуги τ и мощность охлаждения дуги P при КЗ в кабеле различной мощности. Значения τ определялись по формуле, полученной из уравнения (4) на основе экспериментальной кривой изменения проводимости дуги $g(t)$, как это описано в [5]:

$$\tau_0 = \frac{\int_{t_n}^{t_{n+1}} G dt - \int_{t_n}^{t_{n+1}} g dt}{g_{n+1} - g_n}. \quad (6)$$

Мощность охлаждения P определялась в точке экстремума функции $g(t)$, когда левая часть уравнения (3) становится равной нулю и мощность охлаждения дуги эквивалента входной мощности на дуге $P_0 g^\beta = u_d i_d$.

Полученные значения, приведенные к длине дуги 13 мм, представлены на рис. 2 и 3.

Как следует из рис. 3, мощность охлаждения дуги P в случае КЗ в кабеле с СПЭ изоляцией превышает мощность охлаждения дуги при КЗ в кабеле с ОИ. Это объясняется тем, что в кабеле с СПЭ изоляцией дуга горит в узком цилиндрическом канале, тогда как в кабеле с ОИ дуга прожигает верхние слои изоляции на большой площади и канал горения дуги приобретает форму конуса, что спо-

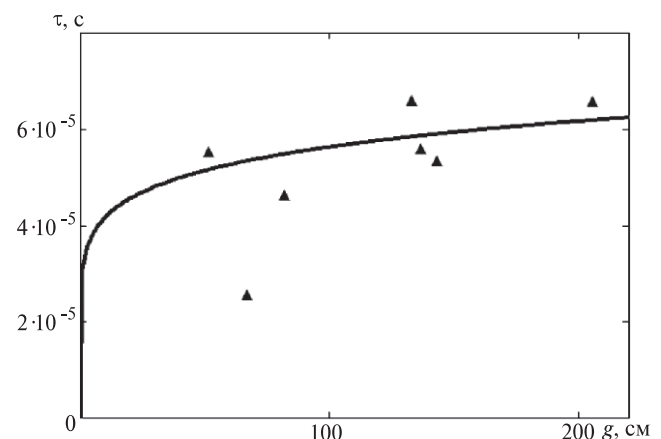


Рис. 2. Постоянная времени дуги τ при КЗ в кабеле: \blacktriangle — эксперимент; — — аппроксимация (7)

способствует уменьшению давления и температуры в дуговом канале и интенсивность газообразования из плавящейся изоляции снижается. Значение постоянной времени дуги τ не зависит от типа изоляции кабеля и определяется, главным образом, значением тока через дугу.

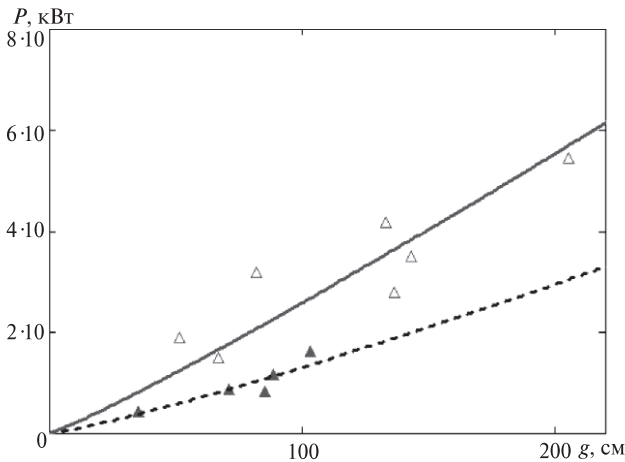


Рис. 3. Мощность охлаждения дуги P при КЗ в кабеле: \blacktriangle — эксперимент — кабель с ОИ; \triangle — то же — кабель с СПЭ; ----- — аппроксимация (8); — — — — — то же (9)

На основе данных рис. 2 и 3 получены зависимости $\tau(g)$ и $P(g)$ в виде степенных функций, необходимых для параметризации модели дуги Шварца (3):

$$\tau(g) = \tau_0 g^\alpha = 3,1 \cdot 10^{-5} g^{0,13}; \quad (7)$$

$$P(g) = P_0 g^\beta = 6 \cdot 10^3 g^{1,17}; \quad (8)$$

$$P_{СПЭ} = P_{0СПЭ} g^\beta = 1,63 \cdot 10^4 g^{1,1}. \quad (9)$$

Подстановкой (7)–(9) в уравнение (3) получаем модель дуги при КЗ в кабеле с органической изоляцией:

$$\frac{1}{g} \frac{dg}{dt} = \frac{1}{3,1 \cdot 10^{-5} g^{0,13}} \left(\frac{u_d i_d}{6 \cdot 10^3 g^{1,17}} - 1 \right) \quad (10)$$

и изоляцией из сшитого полиэтилена:

$$\frac{1}{g} \frac{dg}{dt} = \frac{1}{3,1 \cdot 10^{-5} g^{0,13}} \left(\frac{u_d i_d}{1,63 \cdot 10^4 g^{1,1}} - 1 \right). \quad (11)$$

На основе полученных моделей дуги в программном комплексе EMTP-RV реализованы модели дуговых КЗ в кабельной линии напряжением 0,4 кВ при питании от трансформаторов мощностью 160–5000 кВ·А. На рис. 4 представлены осциллограммы тока через дугу, напряжения на дуге и изменения сопротивления дуги, полученные в результате моделирования дуговых КЗ за трансформаторами 630 и 5000 кВ·А.

Кривая напряжения на дуге U_d (рис. 4) имеет характерную прямоугольную форму, при этом форма тока через дугу остается синусоидальной. Это соответствует опытным осциллограммам тока и напряжения на дуге из [5, 7–9].

Форма напряжения на дуге зависит от значения постоянной времени дуги τ , которая характеризует скорость процессов ионизации и деионизации в дуговом промежутке. С уменьшением τ форма напряжения на дуге приобретает все более плоскую вершину, приближаясь к меандрообразному виду.

Амплитуда напряжения на дуге пропорциональна мощности охлаждения дуги P . При горении дуги

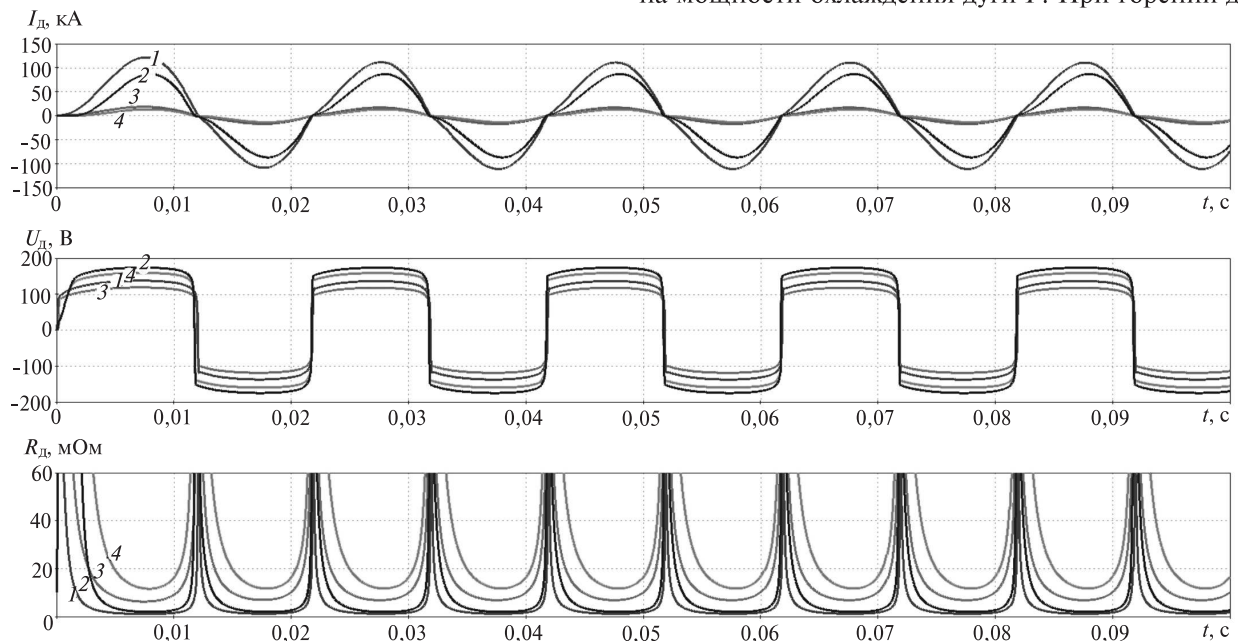


Рис. 4. Результаты моделирования КЗ в кабеле с использованием моделей дуги (10) и (11): Ст.ном = 5000 кВ·А: 1 — в кабеле с ОИ; 2 — с СПЭ изоляцией; Ст.ном = 630 кВ·А: 3 — в кабеле с ОИ; 4 — с СПЭ изоляцией

в кабеле мощность охлаждения дуги P увеличивается за счет декомпозиционных газов, выделяющихся при обугливания изоляции, вследствие чего напряжение на дуге в кабеле превышает напряжения на открытой дуге той же длины.

На рис. 5 представлено сравнение среднеквадратичных значений напряжения на дуге при КЗ в кабеле с ОИ и изоляцией из СПЭ, полученных экспериментально и с использованием моделей дуги (10) и (11). Как видно, полученные результаты моделирования сопоставимы с опытными данными.

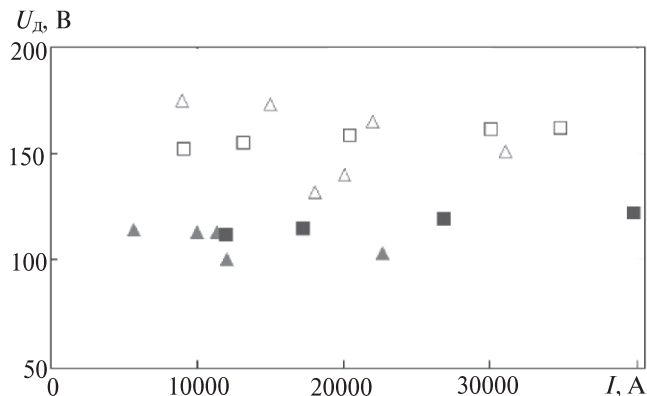


Рис. 5. Напряжение на дуге при КЗ в кабеле: \blacktriangle — эксперимент — кабель с ОИ; \blacksquare — модель (10); \triangle — эксперимент — кабель с изоляцией из СПЭ; \square — модель (11)

Результаты оценки влияния изоляции кабеля на сопротивление дуги, полученные с помощью моделей (10) и (11), реализованных в EMTP-RV, представлены в табл. 2, из которой видно, что значение периодической составляющей тока дугового КЗ в кабеле с изоляцией из СПЭ на 24–25% меньше аналогичного значения при КЗ в кабеле с ОИ.

Таблица 2

Мощность $S_{T,ном}$, кВА	Параметр		
	U_d , В	I_d , кА	R_d , мОм
Органическая изоляция			
630	112	11,9	9,4
5000	129	76,8	1,68
Изоляция из СПЭ			
630	152,5	9,09	16,9
5000	166,3	57,5	2,90
Погрешность δ , %	28,9÷36,6	23,9÷25,1	72,6÷79,8

Повышение точности расчета аperiodической составляющей тока дугового КЗ, а также расчетов дуговых КЗ при времени срабатывания защит менее периода промышленной частоты достигается при учете электрической дуги с помощью ее динамического сопротивления.

В [6] предложен новый способ учета дуги, в соответствии с которым электрическая дуга учитыва-

ется путем ввода в расчетную схему противоЭДС и динамического сопротивления дуги. Параметры такой модели электрической дуги определяются в результате линейной аппроксимации динамической ВАХ дуги.

На рис. 6 представлены ВАХ дуги, построенные на основе экспериментов (см. табл. 1), а также полученные при моделировании дуговых КЗ в EMTP-RV по уравнениям (10)–(11) в кабеле с ОИ и изоляцией СПЭ, а также по уравнениям (4) и (5), отражающим минимально возможное напряжение на дуге при КЗ в кабеле (U_{dmin}).

Как видно на рис. 6, ВАХ дуги по уравнениям (4) и (5) совпадают с ВАХ дуги по экспериментам Фишера и Игнатко, а ВАХ дуги по уравнениям (10) и (11) находится в области, определенной экспериментами.

Универсальная линейризованная модель электрической дуги (ЛМЭД) получена на основе линейризации усредненной ВАХ b на рис. 6 и включает противоЭДС, равную 80 В, и добавочное активное сопротивление, равное 1,0 мОм:

$$U_d = 80 + I_{к.м}, \quad (12)$$

где $I_{к.м}$ — ток металлического КЗ.

На рис. 7 представлено сопоставление результатов расчета тока дугового КЗ на основе модели (12) и стандарта [2], а также рисунка 23 из [1] при КЗ за трансформаторами мощностью 160–5000 кВА. Этот метод из ГОСТ, как показано в [6], в наибольшей степени из всех методов ГОСТ соответствует опытными данным и согласуется с зарубежными стандартизованными методами расчета дуговых КЗ. Результаты расчета тока дугового КЗ представлены в виде снижающего коэффициента K_c к соответствующему значению тока металлического КЗ.

Погрешность модели (12) относительно ГОСТ в области токов от 5 до 105 кА не превышает допустимых 10%. В зоне малых токов использование ЛМЭД занижает ток дугового КЗ на 15–20%, но остается в области 2σ , определенной для этого метода ГОСТ в [10]. Занижение тока дуговых КЗ в области малых токов позволяет иметь запас надежности при настройке токовых защит. При этом ЛМЭД (12) в отличие от метода ГОСТ не ограничена мощностью трансформатора 1000 кВА и отражает зависимость результатов расчета от значения X/R в цепи КЗ, а ее принцип позволяет упростить расчет периодической составляющей тока КЗ и повысить точность расчета его аperiodической составляющей, как это показано в [6].

Выводы. 1. Предложенная универсальная линейризованная ВАХ электрической дуги позволяет рассчитать дуговые КЗ с погрешностью не более 10% по сравнению с [1], а также позволяет расчи-

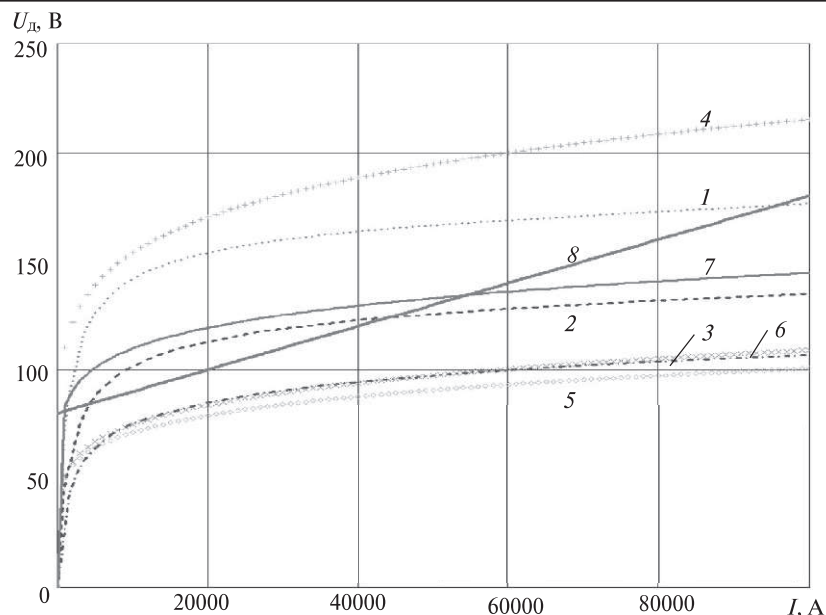


Рис. 6. Вольтамперные характеристики дуги при КЗ, полученные экспериментально и на основе моделей дуги (10) и (11), реализованных в EMTP-RV: 1 – модель EMTP-RV – по уравнению (11); 2 – то же по (10); 3 – то же по (4) и (5); 4 – Fisher, Ignatko; 5 – Paukert; 6 – усредненная; 7 – линейризованная; 8 – по[2]

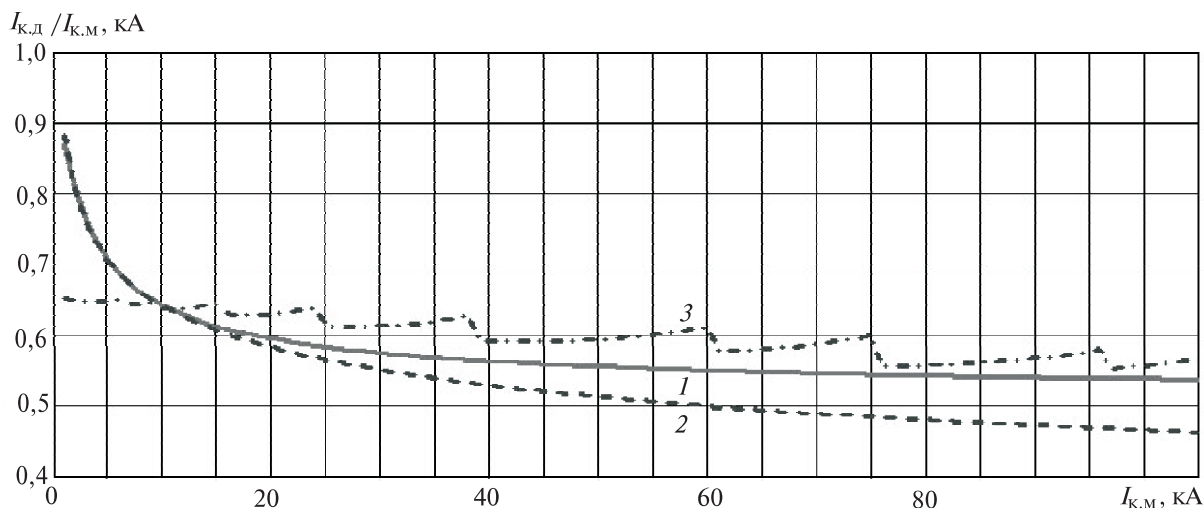


Рис. 7. Результаты расчета тока дугового КЗ: 1 – рисунок 23 из [1]; 2 – по [2]; 3 – линейризованная модель дуги

тывать КЗ с токами выходящими за границы области, определенной [1].

2. Линейризованная модель электрической дуги по сравнению с методикой [1] позволяет упростить расчет периодической составляющей тока дугового КЗ и повысить точность расчета аperiodической составляющей тока КЗ.

3. Тип изоляции кабеля существенно влияет на параметры дуги. Ток дугового КЗ в кабеле с изоляцией из сшитого полиэтилена на 20–25% меньше тока дугового КЗ в кабеле с органической изоляцией.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- ГОСТ 28249–93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ/Введ. 01.01.1995. — М.: Изд-во стандартов.
- IEEE 1584–2002. Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations, 2002 by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., USA.

3. Wilkins R., Allison M. and Lang M. Improved method for arc hazard analysis. — IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, 2004, pp. 55–62.

4. Ling Yuan, Lin Sun, Huaren Wu. Simulation of Fault Arc Using conventional arc models. — Energy and Power Engineering, 2013, No. 5, pp. 833–837.

5. Kizilcay M., Koch K.-H. Numerical fault arc simulation based on power arc tests. — ETEP Journal, May-June 1994, vol. 4, No. 3, pp. 177–186.

6. Гусев Ю.П., Шелковой Е.В. Уточненный расчет аperiodической составляющей тока дугового короткого замыкания в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. — Вестник МЭИ, 2016, № 6, с. 68–73.

7. Hamel A., Gaudreau A., Cote M. Intermittent Arcing Fault on Underground Low-Voltage Cables. — IEEE Trans. Del., 2004, vol. 19, № 4, pp. 1862–1868.

8. Koch B., Christophe P. Arc voltage for arcing faults on 25(28) kV cables and splices. — IEEE Trans. Power Delivery, 1993, vol. 8, No. 3, pp. 779–788.

9. Shurig O.R. Fault voltage drop and impedance at short-circuit currents in low-voltage circuits. — AIEE Transactions, 1941, vol. 60, pp. 479–486.

10. **Шиша М., Александров В., Рычагов В.** Влияние электрической дуги на ток КЗ в сетях напряжением до 1 кВ. — *Новости ЭлектроТехники*, 2011, № 6(72).

[25.04.2016]

Авторы: Гусев Юрий Павлович в 1974 г. окончил электроэнергетический факультет Московского энергетического института (ныне — Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» — НИУ «МЭИ»). В 1984 г. за-

Elektrichestvo (Electricity), 2016, No. 9, pp. 22–28.

щитил кандидатскую диссертацию «Установившиеся режимы и электромагнитные переходные процессы в электрической части МГДГ с многомостовой инверторной подстанцией». Зав. кафедрой «Электрические станции» НИУ «МЭИ».

Шелковой Евгений Владимирович окончил в 2012 г. магистратуру НИУ «МЭИ», аспирант кафедры «Электрические станции» НИУ «МЭИ».

Development of the Model ARC Fault in Electrical AC Network up to 1000 V

GUSEV Yury Pavlovich (*National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (NRU «MPEI»), Moscow, Russia*) — *Head of Department, Professor, Cand. Sci (Eng.)*

SHELKOVY Evgeny Vladimirovich (*NRU «MPEI», Moscow, Russia*) — *Ph. D. Student*

The results development of model electric arc by Schwartz for calculating short-circuit current inside PILC and XLPE cables in network with rated voltage 0,4 kV is presented. On based simulation in EMTP-RV is given the evaluation of influence of type isolation and material of core cable on an characteristics electrical arc. The linearized model of electrical arc in case short-circuit in network with rated voltage under 1 kV is presented. The practical employment of the linearized model gives more simple calculation periodic component of short-circuit current and increase of accuracy calculation DC-component of short-circuit current. And also this approach expands the area applications of standard methods of account an electrical arc. Evaluated accuracy of applications the linearized model of electrical arc.

Key words: electrical installation, voltage up to 1000 V, short-circuit, cable, electrical arc, volts-ampere characteristic

REFERENCES

- GOST 28249—93.** *Korotkiye zamykaniya v elektroustanovkakh. Metody rascheta v elektroustanovkakh peremennogo toka napryazheniyem do 1 kV. Vved. 01.01.1995* (Short circuits in electrical installations. Calculation method in AC electrical installations with voltage up to 1000 V. Introduced 01.01.1995. Moscow, Publ. Standards).
- IEEE 1584—2002.** *Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations*, 2002 by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., USA.
- Wilkins R., Allison M. and Lang M.** Improved method for arc hazard analysis. — *IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference*, 2004, pp. 55—62.
- Ling Yuan, Lin Sun, Huaren Wu.** Simulation of Fault Arc Using conventional arc models. — *Energy and Power Engineering*, 2013, No. 5, pp. 833—837.
- Kizilcay M., Koch K.-H.** Numerical fault arc simulation based on power arc tests. — *ETEP Journal*, May-June 1994, vol. 4, No. 3, pp. 177—186.
- Gusev Yu.P., Shelkovi Ye.V.** *Vestnik MEI — in Russ. (Bulletin of Moscow Power Engineering Institute)*, 2016, No. 6, pp. 68—73.
- Hamel A., Gaudreau A., Cote M.** Intermittent Arcing Fault on Underground Low-Voltage Cables. — *IEEE Trans. Del.*, 2004, vol. 19, № 4, pp. 1862—1868.
- Koch B., Christophe P.** Arc voltage for arcing faults on 25(28) kV cables and splices. — *IEEE Trans. Power Delivery*, 1993, vol. 8, No. 3, pp. 779—788.
- Shurig O.R.** Fault voltage drop and impedance at short-circuit currents in low-voltage circuits. — *AIEE Transactions*, 1941, vol. 60, pp. 479—486.
- Shisha M., Aleksandrov V., Rychagov V.** *Novosti ElektroTehniki — in Russ. (Electrical Equipment News)*, 2011, No. 6(72).