

**Ликвидация неустойчивых однофазных коротких замыканий в транспонированных линиях в цикле ОАПВ с использованием автоматического шунтирования фазы<sup>\*</sup>**

**С.Г. ДЖОНОАЕВ**

630005, РФ, г. Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20, Новосибирский государственный технический университет

[jononaev.87@mail.ru](mailto:jononaev.87@mail.ru)

В работе дискутируются вопросы реализации однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) с использованием автоматического шунтирования фазы (АШФ) в транспонированных линиях. Доказывается, что учет реальной транспозиции при расчете восстанавливаемых напряжений (ВН) и вторичных токов дуги (ВТД) является обязательным условием. На основе алгоритма анализируются условия гашения вторичной дуги при ОАПВ с использованием АШФ в линиях 500 и 750 кВ при их длине 300 и 500 км. Как правило, в длинных линиях используется транспозиция фаз, состоящая из трех шагов транспозиции. При оценке ВН и ВТД такие линии обычно принимаются идеально транспонированными, т. е. обладающими симметрией фазных и межфазных параметров. В данной работе доказывается, что учет реальной транспозиции при оценке эффективности использования ОАПВ является обязательным условием. В случае реальной транспозиции ВН и ВТД зависят от того, в какой фазе выполняется ОАПВ. Максимальные ВН и ВТД при реальной транспозиции превосходят в 2,5...7,0 раз соответствующие величины в случае, когда линия представляется как идеально транспонированная. Наиболее неблагоприятные условия возникают в фазах, которые занимают крайние положения на среднем шаге транспозиции. Наибольший эффект применение ОАПВ дает, если длительность паузы составляет 0,5...1,0 с, для чего требуется ограничение вторичного тока дуги до 20...45 А (амплитудное значение). При паузе более 1,5...2,0 с ее длительность не оказывает существенного влияния на пропускную способность по условию динамической устойчивости.

**Ключевые слова:** однофазное автоматическое повторное включение, автоматическое шунтирование фазы, однофазные короткие замыкания (ОКЗ), восстанавливающиеся напряжения, вторичные токи дуги, идеально транспонированная линия, пауза ОАПВ, критичные фазы, расшунтирование фазы, ликвидация неустойчивых ОКЗ, ограничитель перенапряжения (ОПН), шунтирующие реакторы (ШР)

---

<sup>\*</sup> Статья получена 12 марта 2018 г.

## ВВЕДЕНИЕ

В дальних электропередачах отказы практически полностью определяются авариями на линии в связи с большой ее длиной. При этом в линиях напряжением 500...1150 кВ подавляющая доля отключений вызывается однофазными короткими замыканиями [1].

Осуществление ОАПВ в электропередачах переменного тока затрудняется наличием подпитки места повреждения со стороны неотключенных фаз. Режимными параметрами, определяющими условия гашения вторичной дуги, являются вторичный ток дуги ВТД, протекающий в дуге до ее гашения,  $I_d$ , и восстанавливающиеся напряжения ВН в месте ОКЗ после погасания вторичной дуги,  $U_{ВН}$ . По имеющимся данным, среднее время горения вторичной дуги в основном зависит от величины установившегося ВТД. Рекомендуемая зависимость максимального времени гашения вторичной дуги от амплитуды вынужденной составляющей вторичного тока дуги показана в [2, 3].

Широко применяемое ОАПВ с использованием четырехлучевых реакторов [4] для ликвидации неустойчивых ОКЗ решает эту проблему не лучшим образом, особенно когда речь идет о линиях длиной порядка 500 км.

Необходимо также отметить следующие недостатки, присущие ОАПВ с использованием четырехлучевых реакторов.

Первый недостаток состоит в возможности появления резонансных повышений напряжения в паузу ОАПВ, что накладывает ограничение на схему электропередачи в режиме ОАПВ.

Второй недостаток связан с необходимостью коммутации реакторных выключателей для введения в работу всех шунтирующих реакторов в паузу ОАПВ для обеспечения условий гашения вторичной дуги, поскольку в нормальных режимах при передаче значительных мощностей шунтирующие реакторы, как правило, отключены от линии реакторными выключателями по условиям режима напряжений. При этом отказ любой фазы одного из выключателей приводит к невозможности проведения ОАПВ, что усугубляет аварийную ситуацию и тем самым снижает надежность работы.

Третий недостаток состоит в том, что подключение шунтирующих реакторов при осуществлении ОАПВ приводит к понижению напряжения на шинах и соответственно снижает пропускную способность электропередачи по условию динамической устойчивости [5].

## 1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Устранить указанные недостатки ОАПВ с использованием четырехлучевых реакторов, а также повысить эффективность и надежность ликвидации неустойчивых ОКЗ позволяет другой способ, а именно ОАПВ с использованием автоматического шунтирования фазы АШФ с помощью быстродействующих шунтирующих выключателей [6–9].

На рис. 1 показана схема осуществления ОАПВ с АШФ. При возникновении ОКЗ на линии аварийная фаза отключается линейными выключателями В1 и В2, и затем с минимальной задержкой она шунтируется по концам линии шунтирующими выключателями ШВ1 и ШВ2. В результате создаются благоприятные условия для гашения вторичной дуги. В конце паузы ОАПВ

с АШФ происходит расшунтирование фазы и с минимально возможной задержкой включаются линейные выключатели.

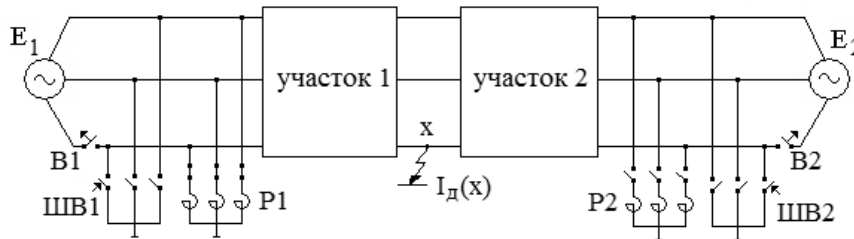


Рис. 1. Схема осуществления ОАПВ при АШФ

Fig. 1. A diagram of implementing SPAR with APS

В промежутке между расшунтированием фазы и включением линейных выключателей, который может составлять около 0,10...0,15 с, на аварийной фазе могут возникать недопустимые повышения напряжения. По условиям работы ограничителей перенапряжения (ОПН), установленных на концах линии, максимальные повышения напряжения такой длительности не должны превышать величины

$$U_{0,15\text{доп}} = 1,55U_{\phi m},$$

где  $U_{\phi m}$  – наибольшее рабочее фазовое напряжение.

После расшунтирования начинается процесс восстановления напряжений на аварийной фазе, который имеет характер биений:

$$U_{\text{вн}}(t) = U_{\text{вн}} K(t),$$

где  $U_{\text{вн}}$  – вынужденная составляющая напряжения в месте установки ОПН;  $K(t) \leq 2$  – коэффициент биений. Принимая максимальное значение коэффициента биений с учетом затухания  $K_{\text{max}} = 2$  и допустимую длительность повышения напряжения на ОПН  $U_{\text{допОПН}} = 1,55U_{\phi}$ , найдем допустимое значение вынужденной составляющей напряжения в паузу ОАПВ из  $2U_{\text{вын.доп}} = 1,55U_{\phi}$ . Соответственно для классов напряжения 500 и 750 кВ допустимое значение вынужденной составляющей ВН составит

$$U_{\text{вын.доп500}} = 240 \text{ кВ}, \quad U_{\text{вын.доп750}} = 350 \text{ кВ}.$$

Таким образом, расчетный алгоритм должен включать не только анализ ВН и ВТД при шунтировании фазы, но и оценку ВН после ее расшунтирования. Адекватное моделирование линии является необходимым условием для получения правильных результатов [10–14]. Как правило, в длинных линиях используется транспозиция фаз, состоящая из трех шагов.

## 2. АЛГОРИТМ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВН И ВТД В ЛИНИЯХ С РЕАЛЬНОЙ ТРАНСПОЗИЦИЕЙ

Анализ будем проводить применительно к воздушной линии (ВЛ) сверхвысокого напряжения (СВН), имеющей горизонтальное расположение фаз, однократный цикл транспозиции (рис. 2) и геометрические размеры, приведенные в табл. 1.

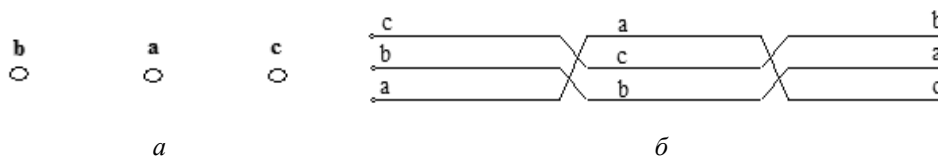


Рис. 2. Расположение линии в пространстве:

$a$  – горизонтальное расположение фаз на опоре;  $b$  – схема однократного цикла транспозиции

Fig. 2. The position of a line in space:

$a$  – is a horizontal phase position on the pole;  $b$  – is a circuit of a single transposition cycle

Таблица 1

Table 1

### Геометрические параметры линии

#### Line geometry

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между соседними фазами, м	Средняя высота подвеса над землей, м	Конструкция фазы	Шаг расщепления, м
500	12	15	3×AC-330	0,4
750	17	16	5×AC-400	0,4

Для случая, когда линия предполагается идеально-транспонированной, параметры приведены в табл. 2.

Таблица 2

Table 2

### Параметры идеально-транспонированной линии

#### Parameters of an ideally transposed line

Номинальное напряжение, кВ	Волновое сопротивление, Ом		Коэффициент фазы, рад/км	
	Прямая последовательность	Нулевая последовательность	Прямая последовательность	Нулевая последовательность
500	279	665	$1,065 \cdot 10^{-3}$	$1,62 \cdot 10^{-3}$
750	261	585	$1,076 \cdot 10^{-3}$	$1,68 \cdot 10^{-3}$

Расчетная схема для анализа ВН и ВТД при ОАПВ с АШФ показана на рис. 3.

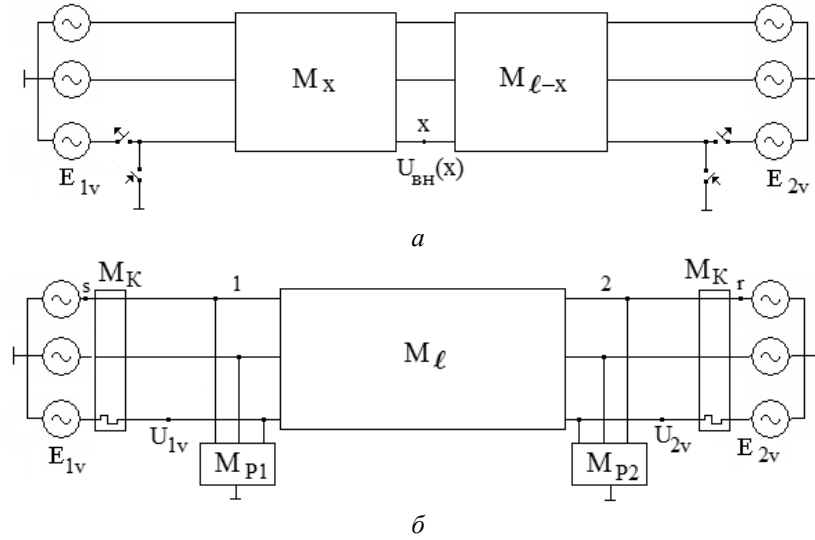


Рис. 3. Расчетная схема для анализа ВН при ОАПВ с АШФ:

*a* – ВН при АШФ; *б* – ВН по концам аварийной фазы после ее расшунтирования

Fig. 3. A design circuit to analyze RV at SPAR with APS:

*a* – RV with APS; *b* – RV at the ends of the breakdown phase after its shunt circuit removal

В зависимости от характера предаварийного режима шунтирующие реакторы могут быть либо подключены, либо отключены от линии. Однако на режим аварийной фазы при ОАПВ с АШФ они не оказывают влияния.

Удобнее сначала провести анализ ВН на аварийной фазе, после чего на основе теоремы об эквивалентном источнике найти вторичный ток дуги в произвольной точке линии согласно

$$I_{xд} = \frac{U_{xВН}}{R_d + Z_{xВХ}}, \quad (1)$$

где  $U_{xВН}$  – ВН в точке  $x$  линии;  $R_d$  – сопротивление дуги;  $Z_{xВХ}$  – входное сопротивление схемы относительно точки  $x$  линии.

Режиму АШФ при отсутствии дуги на линии соответствует расчетная схема на рис. 3, *a*. Распределение фазных напряжений вдоль линии определяется следующим выражением:

$$\dot{U}_x = B_{l-x} \cdot B_l^{-1} \dot{E}_1 + B_x^T (B_l^{-1})^T \dot{E}_2, \quad (2)$$

где  $B_{lx}^T$ ,  $(B_l^{-1})^T$  – транспонированные матричные фазные коэффициенты от матричных фазных коэффициентов  $B_{lx}$  и  $B_l^{-1}$ .

Матричные фазные коэффициенты для соответствующих частей линии относительно точки  $x$  и в целом для линии определяются из соотношений

$$\begin{aligned} M_x &= \begin{bmatrix} A_x & B_x \\ C_x & D_x \end{bmatrix}, \quad M_{\ell-x} = \begin{bmatrix} A_{\ell-x} & B_{\ell-x} \\ C_{\ell-x} & D_{\ell-x} \end{bmatrix} \\ M_\ell &= \begin{bmatrix} A_\ell & B_\ell \\ C_\ell & D_\ell \end{bmatrix} = M_T M_{\text{ш1}} M_T M_{\text{ш2}} M_T M_{\text{ш3}}, \end{aligned} \quad (3)$$

где  $B_x = \begin{bmatrix} B_{xa} & B_{xab} & B_{xac} \\ B_{xba} & B_{xb} & B_{xbc} \\ B_{xca} & B_{xcb} & B_{xc} \end{bmatrix}$ ,  $B_{\ell-x} = \begin{bmatrix} B_{\ell-xa} & B_{\ell-xab} & B_{\ell-xac} \\ B_{\ell-xba} & B_{\ell-xb} & B_{\ell-xbc} \\ B_{\ell-xca} & B_{\ell-xcb} & B_{\ell-xc} \end{bmatrix}$ ,  
 $B_\ell = \begin{bmatrix} B_{\ell a} & B_{\ell ab} & B_{\ell ac} \\ B_{\ell ba} & B_{\ell b} & B_{\ell bc} \\ B_{\ell ca} & B_{\ell cb} & B_{\ell c} \end{bmatrix}$  – матричные фазные коэффициенты для соответ-

ствующих частей линии относительно точки  $x$  и в целом для ВЛ;

$M_{\text{ши}} = \begin{bmatrix} A_{\text{ши}} & B_{\text{ши}} \\ C_{\text{ши}} & D_{\text{ши}} \end{bmatrix}$  – фазная матрица для соответствующих шагов транспозиции;

где  $A_{\text{ши}} = \begin{bmatrix} A_{\text{ши}ia} & A_{\text{ши}iab} & A_{\text{ши}iac} \\ A_{\text{ши}iba} & A_{\text{ши}ib} & A_{\text{ши}ibc} \\ A_{\text{ши}ica} & A_{\text{ши}icb} & A_{\text{ши}ic} \end{bmatrix}$ ,  $B_{\text{ши}} = \begin{bmatrix} B_{\text{ши}ia} & B_{\text{ши}iab} & B_{\text{ши}iac} \\ B_{\text{ши}iba} & B_{\text{ши}ib} & B_{\text{ши}ibc} \\ B_{\text{ши}ica} & B_{\text{ши}icb} & B_{\text{ши}ic} \end{bmatrix}$ ,  
 $C_{\text{ши}} = \begin{bmatrix} C_{\text{ши}ia} & C_{\text{ши}iab} & C_{\text{ши}iac} \\ C_{\text{ши}iba} & C_{\text{ши}ib} & C_{\text{ши}ibc} \\ C_{\text{ши}ica} & C_{\text{ши}icb} & C_{\text{ши}ic} \end{bmatrix}$ ,  $D_{\text{ши}} = \begin{bmatrix} D_{\text{ши}ia} & D_{\text{ши}iab} & D_{\text{ши}iac} \\ D_{\text{ши}iba} & D_{\text{ши}ib} & D_{\text{ши}ibc} \\ D_{\text{ши}ica} & D_{\text{ши}icb} & D_{\text{ши}ic} \end{bmatrix}$  – матричные

фазные коэффициенты для  $i$ -го шага транспозиции.

Транспонированная линия моделируется с помощью полной матрицы транспозиции

$$M_T = \begin{bmatrix} T & 0_3 \\ 0_3 & T \end{bmatrix}, \quad (4)$$

где  $T = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}$  – матрица транспозиции,  $0_3 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$  – нулевая матрица

третьего порядка.

При этом вектор-столбцы ЭДС по концам линии даны как

$$\dot{E}_1 = \begin{bmatrix} \dot{E}_{1a} \\ \dot{E}_{1b} \\ \dot{E}_{1c} \end{bmatrix}, \quad \dot{E}_2 = \begin{bmatrix} \dot{E}_{2a} \\ \dot{E}_{2b} \\ \dot{E}_{2c} \end{bmatrix}. \quad (5)$$

Полагая для аварийной фазы  $\dot{E}_{1v} = 0$ ,  $\dot{E}_{2v} = 0$ , где  $v = a, b, c$ , найдем из (2) искомое распределение ВН в аварийной фазе. Входное сопротивление схемы относительно места дуги определяется соотношением

$$Z_{x\text{вх}} = \frac{Z_x Z_{\ell-x}}{Z_x + Z_{\ell-x}}, \quad (6)$$

где  $Z_x$ ,  $Z_{\ell-x}$  – входные сопротивления соответствующих секций линии относительно месторасположения дуги. Входные сопротивления соответствующих участков линии могут быть с достаточной степенью точности найдены в предположении идеально транспонированной линии:

$$Z_x = i \frac{2Z_w \sin \beta x + Z_{w0} \sin \beta_o x}{2 \cos \beta x + \cos \beta_o x},$$

$$Z_{\ell-x} = i \frac{2Z_w \sin \beta(\ell-x) + Z_{w0} \sin \beta_o(\ell-x)}{2 \cos \beta(\ell-x) + \cos \beta_o(\ell-x)}, \quad (7)$$

где  $Z_w$ ,  $Z_{w0}$  – волновые сопротивления ВЛ по каналам прямой и нулевой последовательности;  $\beta$ ,  $\beta_o$  – коэффициенты фазы ВЛ по каналам прямой и нулевой последовательности.

Режиму ОАПВ с АШФ при отсутствии дуги на линии и после расшунтирования аварийной фазы соответствует расчетная схема на рис. 3, б, матрица параметров которой соответственно равна

$$\mathbf{M} = \begin{vmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{vmatrix} = \mathbf{M}_\kappa \mathbf{M}_{p1} \mathbf{M}_\ell \mathbf{M}_{p2} \mathbf{M}_\kappa. \quad (8)$$

В это соотношение входят полные фазные матрицы шунтирующих реакторов  $\mathbf{M}_{p1}$ ,  $\mathbf{M}_{p2}$  и полная матрица коммутации  $\mathbf{M}_\kappa$ , которая моделирует состояния выключателей по концам линии.

Полная фазная матрица шунтирующего реактора имеет вид

$$\mathbf{M}_p = \begin{vmatrix} \mathbf{I}_3 & \mathbf{0}_3 \\ \mathbf{Y}_p & \mathbf{I}_3 \end{vmatrix}, \quad (9)$$

где  $\mathbf{Y}_p = \begin{vmatrix} Y_p & 0 & 0 \\ 0 & Y_p & 0 \\ 0 & 0 & Y_p \end{vmatrix}$  – фазная матрица шунтирующего реактора;

$\mathbf{I}_3 = \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$  – единичная матрица третьего порядка.

Фазные напряжения по концам линии определяются следующими выражениями:

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= \mathbf{B}_{1r} \cdot \mathbf{B}^{-1} \dot{\mathbf{E}}_1 + \mathbf{R}_k (\mathbf{B}^{-1})^T \dot{\mathbf{E}}_2 \\ \dot{U}_2 &= \mathbf{R}_k \cdot \mathbf{B}^{-1} \dot{\mathbf{E}}_1 + \mathbf{B}_{s2} (\mathbf{B}^{-1})^T \dot{\mathbf{E}}_2,\end{aligned}\quad (10)$$

где  $(\mathbf{B}^{-1})^T$  – транспонированный матричный фазный коэффициент от матричного фазного коэффициента  $\mathbf{B}^{-1}$ ;  $\mathbf{R}_k = \begin{vmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_b & 0 \\ 0 & 0 & R_c \end{vmatrix}$  – матрица коммутации.

Матричные фазные коэффициенты для соответствующих частей линии относительно ее концов определяются из соотношений

$$\begin{aligned}\mathbf{M}_{1r} &= \begin{vmatrix} \mathbf{A}_{1r} & \mathbf{B}_{1r} \\ \mathbf{C}_{1r} & \mathbf{D}_{1r} \end{vmatrix} = \mathbf{M}_{p1} \cdot \mathbf{M}_\ell \cdot \mathbf{M}_{p2} \cdot \mathbf{M}_k, \\ \mathbf{M}_{s2} &= \begin{vmatrix} \mathbf{A}_{s2} & \mathbf{B}_{s2} \\ \mathbf{C}_{s2} & \mathbf{D}_{s2} \end{vmatrix} = \mathbf{M}_k \cdot \mathbf{M}_{p1} \cdot \mathbf{M}_\ell \cdot \mathbf{M}_{p2}.\end{aligned}\quad (11)$$

### 3. АНАЛИЗ ВОССТАНАВЛИВАЮЩИХСЯ НАПРЯЖЕНИЙ И ВТОРИЧНЫХ ТОКОВ ДУГИ ПРИ РЕАЛЬНОЙ ТРАНСПОЗИЦИИ ЛИНИЙ

На основе приведенного выше алгоритма проанализируем условия гашения вторичной дуги при ОАПВ с АШФ в линиях 500 и 750 кВ при их длине 300 и 500 км. Забегая вперед, отметим, что наиболее неблагоприятные условия возникают на фазах, которые занимают крайние положения на среднем шаге транспозиции. В дальнейшем эти две фазы будем называть критическими, а третью фазу, занимающую срединное положение на среднем шаге транспозиции, не критичной. При этом максимальные ВН имеют место на границах среднего и крайних шагов.

Вторичные токи дуги зависят от сопротивления вторичной дуги, которое является нелинейной функцией ВТД. Воспользовавшись моделью дуги, приведенной в [15, 16], сопротивление дуги можно аппроксимировать следующим выражением:

$$R_d(I_d) = \frac{A}{I_d^\alpha}, \quad (12)$$

где  $\alpha = 1,4$ ,  $A \approx 3,5 \cdot 10^5$  для ВЛ 500 кВ и  $A \approx 5 \cdot 10^5$  для ВЛ 750 кВ. На рис. 4 показаны эти зависимости. На этом же рисунке приведены данные эксперимента в ВЛ 750 кВ, которые подтверждают общий характер зависимостей, но дают более высокие значения сопротивлений вторичной дуги.



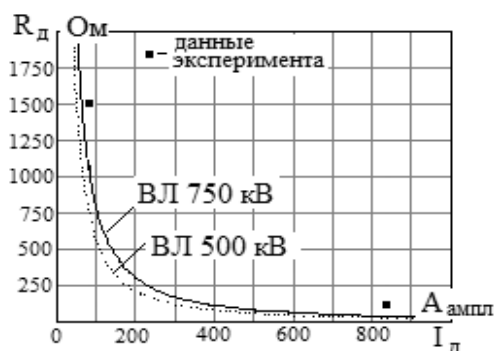


Рис. 4. Зависимость сопротивления вторичной дуги от тока (амплитудное значение) дуги для ВЛ 500 и 750 кВ

Fig. 4. Dependence of the secondary arc resistance on current (an amplitude value) for AL 500 and 750 kV

При оценке эффективности осуществления ОАПВ возникает вопрос, каким сопротивлением следует учитывать вторичную дугу. В режиме ОКЗ, когда ток составляет десятки килоампер, сопротивление первичной дуги не превышает 10 Ом. При отключении аварийной фазы токи дуги быстро затухают (за 4–5 периодов), сопротивления дуги применительно к критическим фазам приведены в табл. 3.

Таблица 3

Table 3

**Сопротивления вторичной дуги при  $\delta = \lambda$**

**Resistances of e secondary arc with  $\delta = \lambda$**

Номинальное напряжение, кВ	Длина линии, км	Сопротивление вторичной дуги, Ом
500	300	1150
	500	500
750	300	1050
	500	400

Однако следует иметь в виду, что эти сопротивления дуги соответствуют режиму ОАПВ без АШФ. После АШФ ВТД заметно снижается, и поэтому в общем случае следует уточнять сопротивление дуги в соответствии с измененным током. Если при АШФ ВТД не превышает 15...20 А, что соответствует минимально реализуемой паузе ОАПВ, то нет необходимости уточнять сопротивление дуги. В том случае, когда при АШФ ВТД, полученный на основе сопротивлений дуги в табл. 3, превышает 20 А, сопротивление дуги уточняется согласно выражению (12) с использованием полученного значения ВТД. И уже на основе этого сопротивления дуги определяется вторичный ток дуги для оценки условий гашения дуги в соответствующем режиме.

**ВЛ 500 кВ, 300 км.** На рис. 5 дано распределение ВН в режиме АШФ при идеальной и реальной транспозициях при предельных углах отклонения

между векторами напряжений по концам линии. В случае реальной транспозиции распределение ВН зависит от того, в какой фазе осуществляется АШФ. Как видно из этого рисунка, при учете реальной транспозиции максимальные ВН превосходят в несколько раз таковые в случае, когда ВЛ представляется как идеально транспонированная.

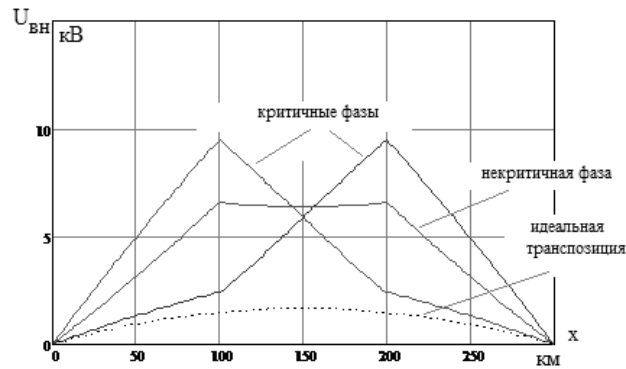


Рис. 5. Распределение ВН в аварийной фазе в режиме АШФ при ВЛ 500 кВ, 300 км

Fig. 5. Distribution of RV in the breakdown phase in the APS mode with AL 500 kV, 300 km

С учетом сопротивления дуги, приведенного в табл. 3, на рис. 6 показано распределение ВТД в режиме АШФ в зависимости от местонахождения дуги.

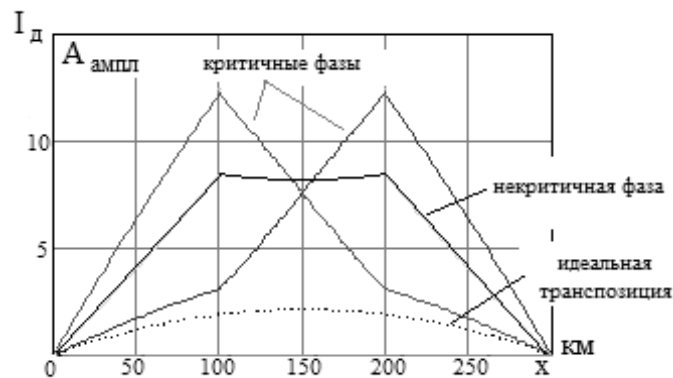


Рис. 6. ВТД (амплитудное значение) в режиме АШФ в зависимости от места аварии при ВЛ 500 кВ, 300 км

Fig. 6. VTD (an amplitude value) in the APS mode depending on the place breakdown with AL 500 kV, 300 km

Максимальные значения токов дуги в линиях с реальной транспозицией, так же как и ВН, имеют место в фазах, которые занимают крайние положения на среднем шаге.

На величину ВН и ВТД при реальной транспозиции существенное влияние оказывает угол  $\delta$  между векторами конечных напряжений, который уве-

личивается в процессе динамического перехода. На рис. 7 показано увеличение максимального тока дуги с ростом углового сдвига. Как видно, даже при маловероятных углах расхождения ток дуги находится в пределах 20 А.

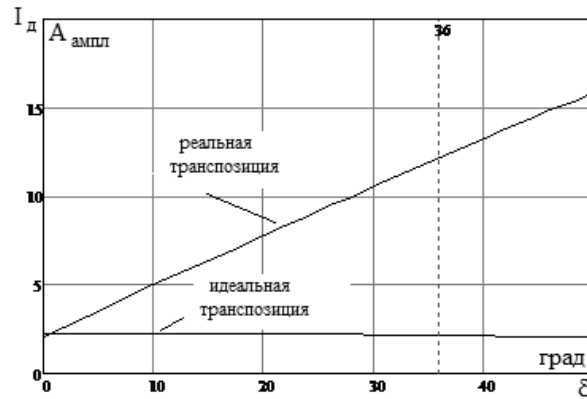


Рис. 7. Зависимость максимальных токов дуги от углового сдвига между напряжениями по концам линии

Fig. 7. Dependence of maximum arc currents on the angular shift between voltages at the line ends

При амплитудных значениях ВТД, не превышающих 20 А, пауза ОАПВ может составлять 0,5 с.

Оценка ВН после расшунтирования аварийной фазы показала, что наибольшие ВН имеют место, когда авария происходит на фазе, занимающей срединное положение на среднем шаге транспозиции. В табл. 4 приведены соответствующие данные при  $\delta = 2\lambda$ . Как видно из этой таблицы, наибольшие ВН меньше допустимого уровня  $U_{0,15\text{доп}} = 240$  кВ при любом числе подключенных ШР.

Таблица 4

Table 4

**Наибольшие ВН при расшунтировании аварийной фазы при ВЛ 500 кВ, 300 км**

**Maximal RVs with shunt circuit removal with AL 500 kV, 300 km**

Количество шунтирующих реакторов		ВН на аварийной фазе, кВ	
Начало ВЛ	Конец ВЛ	Начало ВЛ	Конец ВЛ
1	1	163	163
0	1	131	148
0	0	55	55

**ВЛ 500 кВ, 500 км.** На рис. 8 показано распределение ВН вдоль линии в режиме АШФ. И, как было отмечено выше, в случае реальной транспозиции ВН зависит от того, в какой фазе осуществляется АШФ.

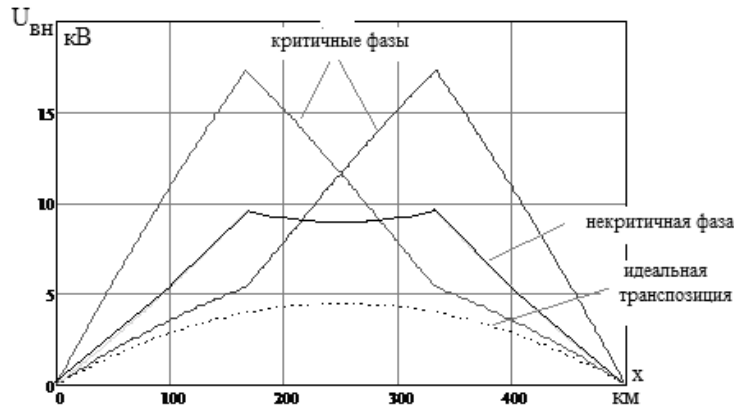


Рис. 8. Распределение ВН вдоль аварийной фазы в режиме АШФ при ВЛ 500 кВ, 500 км

Fig. 8. Distribution of RV along a breakdown phase in the APS mode with AL 500 kV, 500 km

Максимальные ВТД при учете дуги с сопротивлением, приведенным в табл. 3, составляет порядка 40 А. Соответственно уточненное сопротивление дуги при таком токе оценивается величиной 2000 Ом. На рис. 9 приведено распределение ВТД в режиме АШФ в зависимости от месторасположения дуги при уточненном сопротивлении дуги. ВТД при предельных углах отклонения не превышает 15 А, и соответственно пауза ОАПВ может составлять 0,5 с.

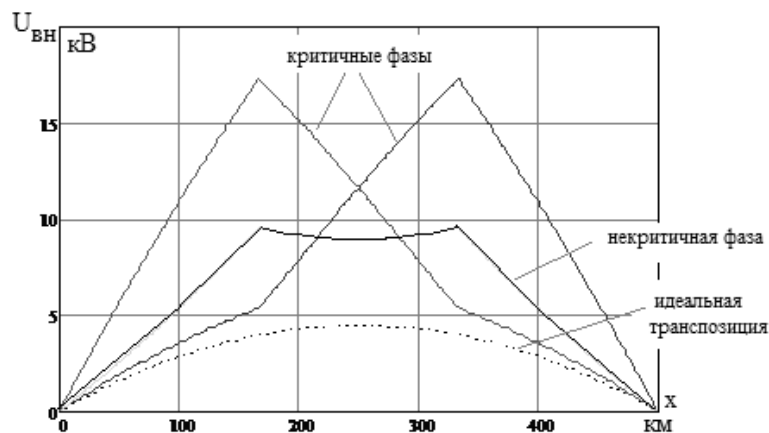


Рис. 9. ВТД в режиме АШФ в зависимости от места аварии при ВЛ 500 кВ, 500 км

Fig. 9. SAC in the APS mode depending on the place of breakdown with AL 500 kV, 500 km

В табл. 5 приведены ВН после расшунтирования аварийной фазы при  $\delta = 2\lambda$ . Оценка ВН после расшунтирования аварийной фазы показала, что при наличии на линии трех ШР имеют место наибольшие ВН, существенно превышающие допустимый уровень:  $U_{0,15\text{доп}} = 240$  кВ. Поэтому при осуществлении ОАПВ с АШФ схема с тремя ШР на ВЛ должна исключаться.

Таблица 5

Table 5

**Наибольшие ВН при расшунтировании аварийной фазы при ВЛ 500 кВ, 500 км**

**Maximal RVs with shunt circuit removal of a breakdown phase with AL 500 kV, 500 km**

Количество шунтирующих реакторов		ВН на аварийной фазе, кВ	
Начало ВЛ	Конец ВЛ	Начало ВЛ	Конец ВЛ
2	1	379	435
1	1	202	202
0	1	80	106
0	0	70	70

**ВЛ 750 кВ, 300 км.** Проведенные расчеты показывают (рис. 10), что ВН в паузу АШФ не превышают 15 кВ.

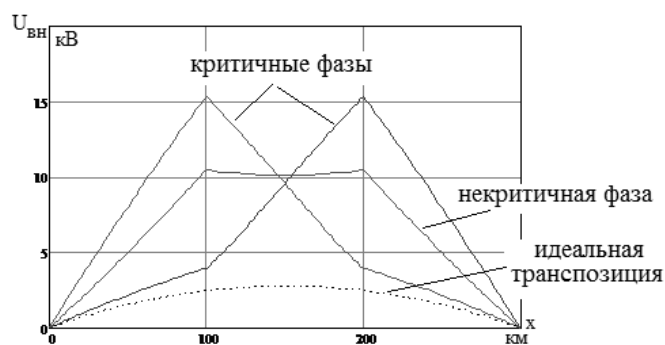


Рис. 10. Распределение ВН вдоль аварийной фазы в режиме АШФ при ВЛ 750 кВ, 300 км

Fig. 10. Distribution of RV along a breakdown phase in the APS mode with AL 750 kV, 300 km

Вторичные токи дуги, как это видно из рис. 11, при предельных углах отклонения оказываются порядка 20А, что гарантирует успешное гашение дуги при паузе АШФ 0,5 с.

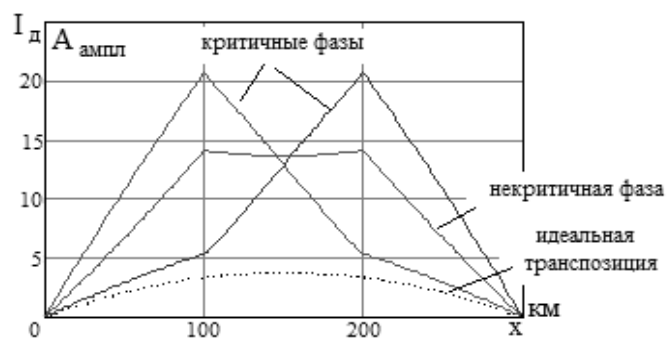


Рис. 11. ВТД в режиме АШФ в зависимости от места аварии при ВЛ 750 кВ, 300 км

Fig. 11. SAC in the APS mode depending on the place of breakdown with AL 750 kV, 300 km

Оценка ВН после расшунтирования аварийной фазы показала, что при наличии на линии обоих ШР имеет место резонансный режим (табл. 6), когда наибольшие ВН существенно превышают допустимый уровень  $U_{0,15\text{доп}} = 350$  кВ. Поэтому при осуществлении ОАПВ с АШФ схема с двумя ШР на ВЛ должна исключаться.

Таблица 6

Table 6

**Наибольшие ВН при расшунтировании аварийной фазы при ВЛ 750 кВ, 300 км**

**Maximal RVs with shunt circuit removal of a breakdown phase with AL 750 kV, 300 km**

Количество шунтирующих реакторов		ВН на аварийной фазе, кВ	
Начало ВЛ	Конец ВЛ	Начало ВЛ	Конец ВЛ
1	1	1148	1148
0	1	117	141
0	0	76	76

**ВЛ 750 кВ, 500 км.** ВН в этой схеме при АШФ не превышает 30 кВ (рис. 12).

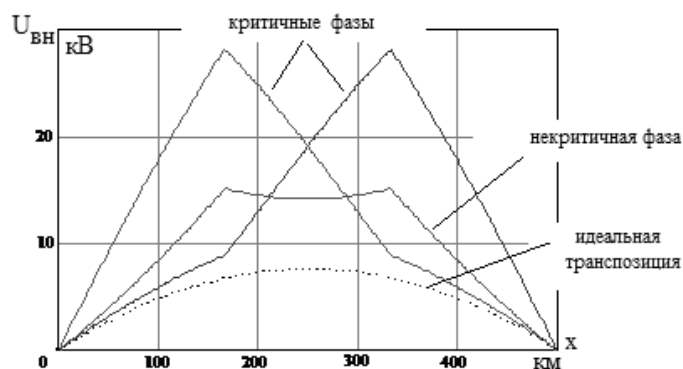


Рис. 12. Распределение ВН вдоль аварийной фазы в режиме АШФ при ВЛ 750 кВ, 500 км

Fig. 12. Distribution of RV along a breakdown phase in the APS mode with AL 750 kV, 500 km

При учете вторичной дуги сопротивлением, приведенным в табл. 3, расчет ВТД дал величину 66 А. Уточненное сопротивление вторичной дуги в данном случае составляет порядка 1400 Ом. Как следует из рис. 13, ВТД при предельных углах отклонения оказываются не более 30 А, что гарантирует успешное гашение дуги при паузе ОАПВ не более 0,7 с.

В табл. 7 приведены ВН после расшунтирования аварийной фазы при углах  $\delta = 2\lambda$ . Как видно из этой таблицы, при наличии на линии трех ШР имеют место наибольшие ВН, превышающие допустимый уровень:  $U_{0,15\text{доп}} = 350$  кВ. Поэтому при осуществлении ОАПВ с АШФ схема с тремя ШР на ВЛ должна исключаться.

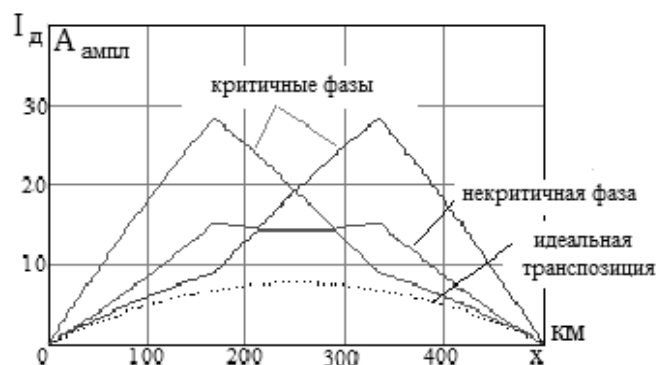


Рис. 13 ВТД в режиме АПФ в зависимости от места аварии при ВЛ 750 кВ, 500 км

Fig. 13. SAC in the APS mode depending on the place of breakdown with AL 750 kV, 500 km

Таблица 7

Table 7

**Наибольшие ВН при расшунтировании аварийной фазы при ВЛ 750 кВ, 500 км**

**Maximal RVs with shunt circuit removal of a breakdown phase with AL 750 kV, 500 km**

Количество шунтирующих реакторов		ВН на аварийной фазе, кВ	
Начало ВЛ	Конец ВЛ	Начало ВЛ	Конец ВЛ
2	1	401	378
1	1	160	160
0	1	100	132
0	0	99	99

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей статье предлагается алгоритм для анализа ОАПВ в транспонированных линиях СВН с использованием автоматического шунтирования фазы. Разработанный алгоритм позволяет определить ВН и ВТД вдоль аварийных фаз с учетом их положения в схеме транспозиции при горизонтальном расположении фаз.

На основе этого алгоритма анализируются условия гашения вторичной дуги в линиях 500 и 750 кВ при их длине 300 и 500 км. Расчеты показали, что моделирование линии как идеально транспонированной дает результаты далеко от истинных результатов, полученных с учетом реальной транспозиции, когда на каждом транспозиционном шаге линия характеризуется несимметрией параметров.

В случае реальной транспозиции ВН и ВТД зависят от того, в какой фазе выполняется ОАПВ. Максимальные ВН и ВТД при реальной транспозиции превосходят в 2,5...7,0 раз соответствующие величины в случае, когда линия представляется как идеально транспонированная. Наиболее неблагоприятные условия возникают в фазах, которые занимают крайние положения на среднем шаге транспозиции.

Главный результат работы состоит в том, что учет реальной транспозиции линии при оценке реализации ОАПВ является обязательным условием.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Красильникова Т.Г., Джононаев С.Г. Способы ликвидации однофазных коротких замыканий в воздушных линиях сверхвысокого напряжения // Сборник научных трудов НГТУ. – 2016. – № 2 (84). – С. 116–130.
2. Kimbark W. Supression of ground-fault arcs on single-pole switched EHV lines by shunt reactors // IEEE Transaction on Power Apparatus and System. – 1964. – Vol. 83. – P. 285–290.
3. Процессы при однофазном автоматическом повторном включении линий высоких напряжений / под ред. М.Л. Левинштейна. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 256 с.
4. Красильникова Т.Г., Джононаев С.Г. Сравнительный анализ путей ликвидации неустойчивых однофазных коротких замыканий в нетранспонированных линиях СВН и УВН // Электричество. – 2017. – № 11. – С. 22–29.
5. Красильникова Т.Г., Джононаев С.Г. Влияние длительности паузы ОАПВ на пропускную способность электропередачи по условию динамической устойчивости // Научный вестник НГТУ. – 2017. – № 2. – С. 163–176.
6. Peterson H.A., David N.V. A method for reducing dead time for single-phase reclosing in EHV transmission // IEEE Transaction on Power Apparatus and System. – 1969. – Vol. PAS-88, iss. 4. – P. 286–292.
7. Джононаев С.Г. О влиянии различных факторов на восстанавливавшие напряжения и вторичный ток дуга при однофазном автоматическом повторном включении воздушной линии сверхвысокого напряжения // Материалы IV Международного молодежного форума «Интеллектуальные энергосистемы», ТПУ, Томск, 10–14 октября 2016 г.: в 3 т. – Томск, 2016. – Т. 3. – С. 9–19.
8. Красильникова Т.Г., Джононаев С.Г. Влияние продолжительности паузы ОАПВ на пропускную способность электропередачи // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай. – Чолпон-Ата, 2017. – Вып. 68: Исследование и обеспечение надежности систем энергетики. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – С. 112–120.
9. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения / под ред. Г.Н. Александрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1993. – 560 с.
10. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России: теоретические и практические вопросы. В 3 т. Т. 1 / под общ. ред. А.Ф. Дьякова. – М.: «Энергопрогресс» Корпорация «ЕЭЭК», 2012. – 696 с.
11. Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines. IEEE Committee Report // IEEE Transaction on Power Delivery. – 1992. – Vol. 7, N 1. – P. 182–192.
12. Ахъёев Дж.С., Киргизов А.К., Ядагаев Э.Г. Нечеткие модели распределенной генерации возобновляемых источников энергии Республики Таджикистан // Научный вестник НГТУ. – 2016. – № 3 (64). – С. 117–131.
13. The application of high-speed grounding switches for single-pole reclosing on 500-kV power system / R.M. Hasibar, A.C. Legate, J.H. Brunke, W.G. Peterson // IEEE Transaction on Power Apparatus and System. – 1981. – Vol. PAS-100, iss. 4. – P. 1512–1515.
14. Красильникова Т.Г., Манусов В.З. Анализ токов дуги подпитки в паузу ОАПВ в процессе динамического перехода // Научные проблемы транспорта Сибири и дальнего Востока. – 2009. – № 1. – С. 313–316.
15. Раишес В.С. Обобщение эксплуатационных данных эффективности ОАПВ ВЛ СВН и опытных данных времени гашения дуги подпитки // Электрические станции. – 1989. – № 3. – С. 65–72.
16. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: учебник для электроэнергетических специальностей вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1985. – 536 с.

Джононаев Сайёд Гулмуродович, аспирант кафедры автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. Основное направление исследований – способы ликвидации повреждений в воздушной линии сверхвысокого напряжения. Имеет 9 публикаций. E-mail: jononaev.87@mail.ru



***Elimination of unstable single-phase short-circuits in transposed lines in the SPAR cycle using automatic phase shunting\****

S.G. JONONAEV

Novosibirsk State Technical University, 20, K. Marx Prospekt, Novosibirsk, 630073, Russian Federation

jononae.v.87@mail.ru

**Abstract**

The paper discusses the implementation of a single-phase auto-reclosing (SPAR) using automatic phase shunting in transposed lines. It is proved that to take into account real transposition in the calculation of recovery voltages (RV) and secondary arc currents (SAC) is a prerequisite. On the basis of the algorithm, the conditions for quenching the secondary arc are analyzed for SPAR with the use of APS in 500 kV and 750 kV lines with their lengths of 300 and 500 km. Typically, a transposition of phases consisting of three steps of transposition is used in long lines. When estimating RV and SAC, such lines are usually taken to be perfectly transposed, that is, having the symmetry of phase and interphase parameters. This paper proves that taking into account real transposition in assessing the effectiveness of the use of single-phase auto-reclosing (SPAR) is a prerequisite. In the case of real transposition RV and SAC depend on what phase is SPAR performed. The maximum recovery voltages (RV) and secondary arc currents (SAC) for real transposition exceed the corresponding values by 2.5-7.0 times in the case when the line is represented as ideally transposed. The most unfavorable conditions arise in phases that occupy extreme positions at the middle step of transposition. The SPAR application gives the greatest effect if the pause duration is 0.5-1.0 sec, which requires limiting the secondary arc current to 20-45 A (an amplitude value). With a pause of more than 1.5-2.0 sec its duration does not significantly affect the throughput by condition of dynamic stability.

**Keywords:** single-phase auto-reclosing (SPAR), automatic phase shunting, one-phase short circuit, recovery voltage, secondary arc current, perfectly transposed line, pause (SPAR), critical phases, phase disconnection, elimination of unstable one-phase short circuit, surge arrester (SA), shunt reactors

**REFERENCES**

1. Krasil'nikova T.G., Dzhononae S.G. Sposoby likvidatsii odnofaznykh korotkikh zamykanii v vozdukhnykh liniyakh sverkhvysokogo napryazheniya [The methods of liquidation single-phase short circuit in the aerial lines of extra-high voltage]. *Sbornik nauchnykh trudov Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta – Transaction of scientific papers of the Novosibirsk state technical university*, 2016, no. 2 (84), pp. 116–130.
2. Kimbark W. Suppression of ground-fault arcs on single-pole switched EHV lines by shunt reactors. *IEEE Transaction on Power Apparatus and System*, 1964, vol. 83, pp. 285–290.
3. Levinshtein M.L., ed. *Protsessy pri odnofaznom avtomaticheskoy povtorno vkhlyucheni linii vysokikh napryazhenii* [The processes of high voltage lines at single-phase auto-reclosing]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1991. 256 p.
4. Krasil'nikova T.G., Dzhononae S.G. Sravnitel'nyi analiz putei likvidatsii neustoychivyykh odnofaznykh korotkikh zamykanii v netransponirovannykh liniyakh SVN i UVN [Comparative analysis of ways to eliminate unstable single-phase short circuits in non-transposed lines of EHV and UHV]. *Elektrichestvo – Electrical Technology Russia*, 2017, no. 11, pp. 22–29.
5. Krasil'nikova T.G., Dzhononae S.G. Vliyanie dlitel'nosti pauzy OAPV na propusknuyu sposobnost' elektroperedachi po usloviyu dinamicheskoy ustoichivosti [The effect of single-phase auto-reclosing pause duration on the power transmission throughput under dynamic stability]. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta – Science bulletin of the Novosibirsk state technical university*, 2017, no. 2 (67), pp. 163–176.

---

\* Received 12 March 2018.

6. Peterson H.A., David N.V. A Method for reducing dead time for single-phase reclosing in EHV transmission. *IEEE Transaction on Power Apparatus and System*, 1969, vol. PAS-88, iss. 4, pp. 286–292.
7. Dzhononaeв S.G. [About influence of various factors on the restored tension and the secondary current of an arc at single-phase automatic switching-on of the air line of ultrahigh tension]. *Materialy IV Mezhdunarodnogo molodezhnogo foruma "Intellectual'nye energosistemy"* [Materials of the IV International Youth Forum "Intellectual Energy Systems"], Tomsk, 2016, vol. 3, pp. 9–19. (In Russian).
8. Krasil'nikova T.G., Dzhononaeв S.G. Vliyanie prodolzhitel'nosti pauzy OAPV na propusknyuyu sposobnost' elektropredachi [Influence of the duration of the SPAR pause on transmission capacity transmission line]. *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki. Vyp. 68. Issledovanie i obespechenie nadezhnosti sistem energetiki* [Methodological issues of reliability research for large energy systems. Iss. 68. Research and ensuring the reliability of energy systems]. Cholpon-Ata, 2017, pp. 112–120.
9. Aleksandrov G.N., ed. *Proektirovanie linii elektropredachi sverkhvysokogo napryazheniya* [The design of superhigh voltage transmission lines]. Leningrad, Energoatomizdat Publ., 1993. 560 p.
10. D'yakov A.F., ed. *Elektricheskie seti sverkh- i ul'travysokogo napryazheniya EES Rossii: teoreticheskie i prakticheskie voprosy. V 3 t. T. 1* [The electric networks of super- and ultra-high voltage UES of Russia: theoretical and practical issues. In 3 vol. Vol. 1]. Moscow, "Energoprogress" Corporation "EEEK" Publ., 2012. 696 p.
11. Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines. IEEE Committee Report. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 1992, vol. 7, no. 1, pp. 182–192.
12. Ahyoeв J.S., Kirgizov A.K., Yadagaev E.G. Nechetkie modeli raspredelennoi generatsii vozobnovlyaemykh istochnikov energii Respubliki Tadjikistan [A fuzzy model of distributed generation of renewable energy in the Republic of Tajikistan]. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta – Science bulletin of the Novosibirsk state technical university*, 2016, no. 3 (64), pp. 117–131.
13. Hasibar R.M., Legate A.C., Brunke J.H., Peterson W.G. The application of high-speed grounding switches for single-pole reclosing on 500-kV power system. *IEEE Transaction on Power Apparatus and System*, 1981, vol. PAS-100, iss. 4, pp. 1512–1515.
14. Krasil'nikova T.G., Manusov V.Z. Analiz tokov dugi podpitki v pauzu OAPV v protsesse dinamicheskogo perekhoda [The analysis of arc seed currents in pause single-phase auto-reclosing in the process of dynamic transition]. *Nauchnye problemy transporta Sibiri i Dal'nego Vostoka – Scientific problems of transportation in Siberia and the Far East*, 2009, no. 1, pp. 313–316.
15. Rashkes V.S. Obobshchenie ekspluatatsionnykh dannykh effektivnosti OAPV VL SVN i opytnykh dannykh vremeni gasheniya dugi podpitki [Generalisation of operational data of efficiency SPAR on EHV lines and experimental data of time of secondary arc extinction]. *Elektricheskie stantsii – Power Technology and Engineering*, 1989, no. 3, pp. 65–72. (In Russian).
16. Venikov V.A. *Perekhodnye elektromekhanicheskie protsessy v elektricheskikh sistemakh* [The transient electromechanical processes in electrical systems]. 4th ed. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1985. 536 p.

Для цитирования:

Джононаев С.Г. Ликвидация неустойчивых однофазных коротких замыканий в транспонированных линиях в цикле ОАПВ с использованием автоматического шунтирования фазы // Научный вестник НГТУ. – 2018. – № 3 (72). – С. 157–174. – doi: 10.17212/1814-1196-2018-3-157-174.

For citation:

Dzhononaeв S.G. Likvidatsiya neustoichivyykh odnofaznykh korotkikh zamykaniy v transponirovannykh liniyakh v tsikle OAPV s ispol'zovaniem avtomaticheskogo shuntirovaniya fazy [Elimination of unstable single-phase short-circuits in transposed lines in the SPAR cycle using automatic phase shunting]. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta – Science bulletin of the Novosibirsk state technical university*, 2018, no. 3 (72), pp. 157–174. doi: 10.17212/1814-1196-2018-3-157-174.