рыхлить почву, разрезая ее в вертикальной плоскости, и проводить щелевание. Подбор рабочих органов рыхлителя и щелевателя в виде двух треугольных пластин, где высота рыхлителя равна глубине обработки почвы, наклон его режущей кромки к горизонтальной поверхности

составляет 20–30°, высота режущей кромки щелевателя в 1,5 раза больше высоты рыхлителя, а наклон его режущей кромки к горизонтальной поверхности составляет 40–45°, способствует экономии горюче-смазочного материала и снижению тягового сопротивления агрегата.

B. Akhalaya, Yu. Shogenov, S. Starovoytov, A. Zolotarev

COMBINED TILLAGE IMPLEMENT

Key words: soil; tine; tillage; cultivator; paraplow.

Authors' personal details

1. **Badri Akhalaya**, Candidate of Technical Sciences, leading researcher, Federal Scientific Agroengineering Center VIM, e-mail: Badri53@yandex.ru.

2. **Yuri Shogenov**, Corresponding Member, Russian Academy of Sciences, Doctor of Technical Sciences, head of the Mechanization, Electrification and Automation Sector at the Department of Agricultural Sciences, Russian Academy of Sciences, e-mail: yh1961s@yandex.ru.

3. **Sergey Starovoytov**, Doctor of Technical Sciences, head of the Laboratory of Tillage and Reclamation Machines, Federal Scientific Agroengineering Center VIM, e-mail: starovoytov.si@mail.ru.

4. **Andrey Zolotarev**, Post-graduate student, Federal Scientific Agroengineering Center VIM, e-mail: zl200@yandex.ru.

The paper introduces a combined tillage implement. The design is a cultivator tine that has a ripper blade on the tine and a paraplow under the tine. The unit is used to do several tillage operations simultaneously: weeding, loosening the soil by cutting it in a vertical plane, and paraplowing. The ripper and paraplow tools are two triangular blades. The height

of the ripper blade is the tillage depth, the blade tilt angle from the horizontal surface is 20–30°; the height of the paraplow blade is as 1,5 times as the ripper height, and the blade tilt angle from the horizontal surface is 40–45°. The developed implement has low consumption of fuel and lubricants and reduces the traction resistance of the unit.

© Ахалая Б.Х., Шогенов Ю.Х., Старовойтов С.И., Золотарев А.С.

УДК 621.3.019.34:621.31:366-051:621.3.049.776:681.5

DOI: 10.31563/1684-7628-2020-54-2-73-84

А.В. Виноградов

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СХЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, СОДЕРЖАЩИХ МУЛЬТИКОНТАКТНЫЕ КОММУТАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

Ключевые слова: надёжность электроснабжения потребителей; методика расчета надёжности; мультиконтактные коммутационные системы.

Введение. Мультиконтактные коммутационные системы (МКС) – это коммутационные аппараты, имеющие 2 и более контактные группы, причём управление контактными группами осуществляется независимо. Применение МКС различных типов в электрических сетях 0,4 кВ даёт возможность автоматически или по команде диспетчера изменять конфигурацию сети при изме-

нении ситуации в ней. Для этого МКС оснащаются устройствами мониторинга, учёта, контроля и управления, позволяющими обмениваться данными с единым информационным центром сети, что в свою очередь даёт возможность реализовывать принципы SMART GRID [1].

Таким образом, применение МКС в электрических сетях позволяет повысить надёжность

электрообеспечения потребителей. Оценка степени увеличения надёжности электрообеспечения потребителей при использовании в сети МКС требует разработки специальной методики, так как существующие методики не учитывают особенностей МКС.

Цель и задачи исследования. Целью исследования является разработка методики определения надёжности электрообеспечения потребителей в схемах электрообеспечения, содержащих МКС. Для этого решаются следующие задачи: выполнить анализ назначения мультиконтактных коммутационных систем и возможности их применения; разработать и проиллюстрировать алгоритм выполнения расчёта надёжности электрообеспечения потребителей, подключённых к электрическим сетям, содержащим мультиконтактные коммутационные системы; сделать выводы о влиянии применения МКС на надёжность электрообеспечения сельских потребителей.

Материалы и методы исследования. МКС являются, по существу, пунктами секционирования и резервирования электрической сети, и методики выбора количества и мест установки для них подобны методам, применяемым для указанных пунктов. Особенностью МКС является большее количество контактных групп с независимым управлением и возможность ком-

мутации, таким образом, нескольких участков линий электропередачи (ЛЭП). Поэтому МКС, в первую очередь, устанавливаются в тех местах, где имеются разветвления в сети. При этом на разных участках сети могут быть установлены, кроме потребителей, и генерирующие установки. Места установки МКС определяются по требованиям надёжности и чувствительности защиты. Для предполагаемых мест установки проводится проверка чувствительности защитных аппаратов, установленных в сети, согласно методике, приведённой в [2], и с учётом требований к защитным аппаратам [3, 4]. Далее следует определить надёжность электрообеспечения каждой группы потребителей, подключённых к разным участкам сети. В методике расчёта надёжности потребителей используются методы теории надёжности и теории вероятностей [5, 6].

Результаты исследования. Методика определения надёжности электрообеспечения потребителей в схемах электрообеспечения, содержащих МКС, в свою очередь, сводится к следующему алгоритму действий, который удобнее рассмотреть на конкретном примере.

В первую очередь необходимо определить предполагаемые варианты мест установки МКС в сети. Рассмотрим электрическую сеть с установленными в неё МКС, приведённую на рисунке 1.

Рисунок 1
Схема электрической сети населённого пункта с использованием в ней МКС

Схема содержит потребителей П1...П11, трансформаторные подстанции ТП1 и ТП2, МКС-3, МКС-4, участки линий электропередачи L1...L6.

В схеме приведены две МКС, обе с общей точкой соединений. МКС-3 имеет три контактных группы и три выхода, а МКС-4, в свою очередь, 4 группы и 4 выхода. Обе МКС установ-

лены в точках разветвления сети. За счёт применения МКС имеется возможность резервирования питания всех участков сети от двух трансформаторных подстанций (ТП).

Вторым действием методики следует разбить рассматриваемую сеть на участки. Логично разбить её по участкам ЛЭП, так как при этом можно сформировать группы потребителей, подключенных к разным участкам линий. Важными данными для дальнейшего расчёта явля-

ются длины всех участков ЛЭП, поэтому определяем их и вносим в таблицу 1.

Третий шаг – определение показателей надёжности для каждого участка сети. Для этого указываем на схеме сети показатели надёжности основных её элементов (рисунок 2). При этом трансформаторные подстанции обозначаем как источники питания И1 и И2, так как вместо ТП здесь могут использоваться и другие источники, например возобновляемые.

Таблица 1 Длины участков сети

№ участка	L1	L2	L3	L4	L5	L6
Длина, км (пример)	0,3	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2

Рисунок 2

Схема электрической сети населённого пункта с использованием в ней МКС и указанием показателей надёжности всех элементов

Расчёт надёжности электроснабжения потребителей необходимо производить с учётом возможных ситуаций в сети и возможностью резервирования потребителей в каждой из данных ситуаций. Определяем показатели надёжности каждого элемента сети, используя справочные данные, например [7, 8].

Расчет показателей надёжности выполняем по следующим выражениям. Под участком сети понимаем участки ЛЭП, а также источники питания и коммутационные аппараты, установленные в сети, например МКС. Количество часов перерывов от аварий в течение года на каждом участке ($T_{\text{пер ав уч}i}$, ч/год) можно найти по формуле:

$$T_{\text{пер ав уч}i} = \frac{T_{\text{Вуч}i\text{ЛЭП}} \cdot \omega_{0\text{уч}i} \cdot l_i}{100}, \quad (1)$$

где $T_{\text{Вуч}i}$ – среднее время восстановления участка сети, ч; $\omega_{0\text{уч}i}$ – параметр потока отказов участка сети, 1/100 км·год или 1/100 шт.·год; l_i – длина участка i , км или шт.

Согласно литературным источникам, ω_0 для ЛЭП, выполненных неизолированным проводом, составляет 25 раз/100 км·год [7], для ЛЭП, выполненных изолированным проводом – 2,7 раз/100 км·год [9]. Среднее время восстановления ЛЭП 0,4 кВ составляет от 0,58 до 5,86 часа для разных районов электрических сетей. Примем это время равным 4 часа для ЛЭП и 50 ч для ТП (И) [10]. Справочные данные по среднему времени восстановления для МКС-3 и МКС-4 отсутствуют в справочной литературе. Необходимо провести ряд испытаний на надёжность данного оборудования для получения таких характеристик. В примере расчёта принимаем это время как для выключателей (1 ч). При этом учитываем, что в МКС-3 установлены 3 коммутационных аппарата, а в МКС-4 – 4 коммутационных аппарата, поэтому МКС как бы разделяется соответственно на 3 или 4 блока, надёжность каждого из которых учитывается от-

дельно. Результаты расчёта для каждого участка сводим в таблицу 2.

Для участков линии при отказе в любой их точке ущерб от аварийных перерывов $U_{ав.уч.ЛЭП}$ определится следующим образом:

$$U_{ав.уч.} = y_0 \cdot \Delta W_{уч.} = y_0 \cdot \frac{P_{Муч.} \cdot T_{Муч.} \cdot T_{пер.ав.уч.}}{8760}, \text{ руб/год}, \quad (2)$$

где y_0 – удельный ущерб; можно принимать $y_0 = 1,5 \dots 2$ доллара/кВт·ч недоотпущенной электроэнергии при преобладании производственной нагрузки [11], или по источнику [12] можно определить удельный ущерб для разных категорий сельскохозяйственных потребителей, например, для смешанного состава потребителей он составляет в ценах 1974 года 24 коп/кВт·ч, что в пересчёте в цены 2019 года составляет 29 руб/кВт·ч. При известных показателях ущерба для каждого потребителя, подключенного к рассматриваемой сети, можно использовать эти данные; $\Delta W_{уч.}$ – недоотпуск электроэнергии по рассматриваемому участку сети, кВт·ч/год; $P_{Муч.}$ – максимальная нагрузка потребителей, подключенных к рассматриваемому участку сети, кВт; $T_{Муч.}$ – время использования максимальной нагрузки для потребителей, подключенных к рассматриваемому участку сети, ч; $T_{пер.ав.уч.}$ – время аварийного перерыва в электроснабжении по рассматриваемому участку сети, ч.

Коэффициент планового простоя последовательной цепи можно определить следующим образом [8]:

$$q_{пл.уч.} = \sum T_{пл.i} \cdot m_i, \quad (3)$$

где $T_{пл.i}$ – время плановых перерывов i -го элемента (оборудования, участка ЛЭП), в последовательной цепи; m_i – количество плановых ремонтов в течение ремонтного цикла для i -го элемента (оборудования, участка ЛЭП), в последовательной цепи. Для воздушных линий $m = 0,17$ 1/год, для трансформаторов 0,25 1/год, для МКС принимаем (в примере для автоматического выключателя) 0,33 1/год [7]. Для любого рассматриваемого участка плановое время перерывов на участке $T_{пл.уч.}$ принимаем равным $q_{пл.уч.}$. Время плановых перерывов для разных элементов следующее. Для воздушных линий данные в [7] отсутствуют, поэтому принимаем их, согласно [13], равным 1,25 ч. Для трансформаторов это время составляет 6 ч, для МКС данное время принимаем [7] 3,33 ч для каждой контактной группы МКС-3 и 2,5 ч для каждой контактной группы МКС-4.

Для участков линии при плановом перерыве в любой их точке ущерб $U_{пл.уч.ЛЭП}$ определится следующим образом:

$$U_{пл.уч.} = y_{пл0} \cdot \Delta W_{пл.уч.} = y_{пл0} \cdot \frac{P_{Муч.} \cdot T_{Муч.} \cdot T_{пер.пл.уч.}}{8760}, \text{ руб/год}. \quad (4)$$

где $y_{пл0}$ – удельный ущерб, принимаем с учётом снижения ущерба при плановых перерывах, $y_{пл0} = y_0 / 2 = 1,5 / 2 = 0,75$ доллара/кВт·ч недоотпущенной электроэнергии при преобладании производственной нагрузки или 29 руб / 2 = 14,5 руб для разных категорий сельскохозяйственных потребителей; $\Delta W_{пл.уч.}$ – недоотпуск электроэнергии по рассматриваемому участку сети от плановых перерывов, кВт·ч/год; $P_{Муч.}$ – максимальная нагрузка потребителей, подключенных к рассматриваемому участку сети, кВт; $T_{Муч.}$ – время использования максимальной нагрузки для потребителей, подключенных к рассматриваемому участку сети, ч; $T_{пер.пл.уч.}$ – время планового перерыва в электроснабжении по рассматриваемому участку сети, ч.

Время перерывов в электроснабжении можно определить как сумму времени плановых перерывов и времени аварийных перерывов [13, 14]:

$$T_{пер.уч.} = T_{пер.ав.уч.} + T_{пл.уч.}, \text{ ч}. \quad (5)$$

Ущерб от недоотпуска совокупный с учётом аварийных и плановых отключений можно определить как сумму аварийного и планового ущерба.

В процессе работы сети возможен выход из строя одного или нескольких видов оборудования, участков линий электропередачи, что может привести к перерывам в электроснабжении потребителей. Поэтому необходимо рассчитать вероятность безотказной работы цепей питания потребителей, подключенных к разным участкам линий электропередачи.

Согласно определению, «вероятность события $P(A)$ – это отношение благоприятных ему исходов m к общему числу всех равновероятных несовместных исходов, образующих полную группу n » [5]:

$$P(A) = \frac{m}{n}. \quad (6)$$

С учётом данного определения, зная время перерывов для каждого участка сети, можно определить вероятность безотказной работы каждого участка сети и вероятность его отказа. В этом случае благоприятным исходом m будет время работы участка, а полной группой n – число часов в году (8760 часов). То есть $m = 8760 - T_{пер.ав.уч.}$, ч. Можно отдельно рассчитать вероятность безотказной работы при аварийных перерывах, при плановых перерывах и при перерывах по всем причинам.

Например, для участка L1 (рисунок 2) с учётом того, что $T_{пер.ав.уч1} = 0,3$ ч, а $T_{пл.уч1} = 0,21$ ч:

$$P_{(безотк.ав.уч1)} = \frac{8760 - 0,3}{8760} = 0,999997;$$

$$P_{(безотк.пл.уч1)} = \frac{8760 - 0,21}{8760} = 0,999998;$$

$$P_{(безотк.уч1)} = \frac{8760 - 0,51}{8760} = 0,999994.$$

Вероятность отказа для данного участка:

$$P_{(\text{отк ав уч } L1)} = 1 - P_{(\text{безотк ав уч } L1)} = \\ = 1 - 0,99997 = 0,00003;$$

$$P_{(\text{отк пл уч } L1)} = 1 - P_{(\text{безотк пл уч } L1)} = \\ = 1 - 0,99998 = 0,00002;$$

$$P_{(\text{отк уч } L1)} = 1 - P_{(\text{безотк уч } L1)} = \\ = 1 - 0,99994 = 0,00006.$$

Аналогично производится расчёт для других участков сети.

Рассчитываем и вносим эти данные в таблицу 2. Для МКС-3 и МКС-4 учитываем показатели отдельно для каждой контактной группы.

Далее выполняется расчёт следующих показателей надёжности: недоотпуска электроэнергии и ущерба от недоотпуска. При этом мощность потребителей, подключенных к сети, определяется в зависимости от конфигурации

сети, то есть ситуации в ней [15]. Следовательно, в первую очередь определяют возможные конфигурации сети и с учётом приведённых выше формул определяют недоотпуск электроэнергии и ущерб от недоотпуска.

Например, для рисунка 2 считаем, что в ситуации 1 контактная группа 1 МКС-4 разомкнута, контактные группы 2, 3, 4 МКС-4 замкнуты. Все контактные группы МКС-3 замкнуты. То есть питание потребителей П1, П2, ПЗ, П4, П10, П11 осуществляется от ТП1 (И1), а питание потребителей П5, П6, П7, П8, П9 – от ТП2 (И2). При этом с учётом способа кодирования ситуации в сети [15] можно составить таблицу состояний сети.

Вторая ситуация – выход из строя или плановый перерыв источника И1. В этом случае таблица 4 отражает ситуацию в сети.

Таблица 2 Данные и расчёт показателей надёжности для участков сети

Показатель	L1	L2	L3	L4	L5	L6	И1	И2	МКС-3, по контактным группам			МКС-4, по контактным группам			
									1	2	3	1	2	3	4
ω_0 , 1/100 км·год	25	25	25	25	25	25	0,016	0,016	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Тв	4	4	4	4	4	4	50	50	1	1	1	1	1	1	1
Длина, км/количество, шт.	0,3	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$T_{\text{пер ав уч } i}$, Ч	0,3	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,8	0,8	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
$P_{\text{безотк ав уч } i}$	0,99997	0,99997	0,99995	0,99998	0,99998	0,99998	0,99991	0,99991	0,999994	0,999994	0,999994	0,999994	0,999994	0,999994	0,999994
$P_{\text{отк ав уч } i}$	0,00003	0,00003	0,00005	0,00002	0,00002	0,00002	0,00009	0,00009	0,000006	0,000006	0,000006	0,000006	0,000006	0,000006	0,000006
m_i , 1/год	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,25	0,25	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
$T_{\text{пл } i}$	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	6	6	3,33	3,33	3,33	2,5	2,5	2,5	2,5
$g_{\text{пл уч } i}$	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	1,5	1,5	1,09	1,09	1,09	0,83	0,83	0,83	0,83
$T_{\text{пл уч } i}$	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	1,5	1,5	1,09	1,09	1,09	0,83	0,83	0,83	0,83
$P_{\text{безотк пл уч } i}$	0,99998	0,99998	0,99998	0,99998	0,99998	0,99998	0,99983	0,99983	0,99988	0,99988	0,99988	0,99988	0,99988	0,99988	0,99988
$P_{\text{отк пл уч } i}$	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002	0,00017	0,00017	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012
$T_{\text{пер уч } i}$	0,51	0,51	0,61	0,41	0,41	0,41	2,3	2,3	1,14	1,14	1,14	0,88	0,88	0,88	0,88
$P_{(\text{безотк уч } i)}$	0,99994	0,99994	0,99993	0,99995	0,99995	0,99995	0,9997	0,9997	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
$P_{(\text{отк уч } i)}$	0,00006	0,00006	0,00007	0,00005	0,00005	0,00005	0,0003	0,0003	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001

Таблица 3 Таблица состояния ситуации 1 в рассматриваемой сети

Элемент сети	И1	И2	МКС-3	МКС-4	П1	П2	ПЗ	П4	П5	П6	П7	П8	П9	П10	П11
Двоичный код состояния	1	1	111	0111	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Таблица 4 Таблица состояния ситуации 2 в рассматриваемой сети

Элемент сети	И1	И2	МКС-3	МКС-4	П1	П2	П3	П4	П5	П6	П7	П8	П9	П10	П11
Двоичный код состояния	0	1	111	1111	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Таким образом, все потребители получают питание от источника И2.

Показатели надёжности имеет смысл считать для каждой группы потребителей, подключенных к соответствующим участкам ЛЭП, отдельно, так как они будут терять питание при аварийной ситуации на данном участке. Для этого необходимо выполнить следующий пункт методики: разбить потребителей на группы, подключенные к соответствующим участкам сети, и определить их характеристики (мощность $P_{\text{потр}i}$, кВт, время использования максимума нагрузки $T_{M_{\text{потр}i}}$, ч, удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии при аварийных y_0 и плановых перерывах $y_{\text{пл}0}$).

Формируем группы потребителей: группа 1 – потребители П1, П2; группа 2 – П3, П4; группа 3 – П8, П9; группа 4 – П5; группа 5 – П6, П7; группа 6 – П10, П11. Характеристики потребителей приведены в таблице 5 (для примера приведены одинаковые значения).

Рассчитываем для примера показатели надёжности для участка Л1 ЛЭП, то есть вероятность отключения потребителей группы 1. Они определяются из показателей надёжности участка Л1, участков Л2, Л3, Л6, МКС-3, МКС-4, И1, И2. Но при этом следует учитывать возможности резервирования питания группы 1 за счёт работы МКС-3 и МКС-4, которые могут подать питание на группу 1 от источников питания И1 и И2.

Таблица 5 Характеристики потребителей П1...П11

Потребитель	П1	П2	П3	П4	П5	П6	П7	П8	П9	П10	П11
$P_{\text{потр}i}$, кВт	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
$T_{M_{\text{потр}i}}$, ч	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
y_0 , руб/кВт·ч	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
$y_{\text{пл}0}$, руб/кВт·ч	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15

Для ситуации 1 расчётное время аварийных перерывов электроснабжения группы 1 потребителей:

$$T_{\text{пер ав гр 1(1)}} = T_{\text{пер ав Л1}} + T_{\text{пер ав МКС-3(1)}} + T_{\text{пер ав МКС-3(3)}} + T_{\text{пер ав Л6}} + T_{\text{пер ав И1}};$$

$$T_{\text{пер ав гр 1(1)}} = 0,3 + 0,05 + 0,05 + 0,2 + 0,8 = 1,4 \text{ ч/год.}$$

Время плановых перерывов для ситуации 1 будет складываться аналогично:

$$T_{\text{пл гр 1(1)}} = T_{\text{пл Л1}} + T_{\text{пл МКС-3(1)}} + T_{\text{пл МКС-3(3)}} + T_{\text{пл Л6}} + T_{\text{пл И1}};$$

$$T_{\text{пл гр 1(1)}} = 0,21 + 1,09 + 1,09 + 0,21 + 1,5 = 4,1 \text{ ч/год.}$$

Суммарное время перерывов в год для ситуации 1:

$$T_{\text{пер гр 1(1)}} = T_{\text{пер ав гр1(1)}} + T_{\text{пл гр1(1)}};$$

$$T_{\text{пер гр 1(1)}} = 1,4 + 4,1 = 5,5 \text{ ч/год.}$$

Для ситуации 2, когда питание группы 1 осуществляется от источника И2, расчётное время аварийных перерывов в электроснабжении:

$$T_{\text{пер ав гр 1(2)}} = T_{\text{пер ав Л1}} + T_{\text{пер ав МКС-3(1)}} + T_{\text{пер ав МКС-3(2)}} + T_{\text{пер ав Л2}} + T_{\text{пер ав МКС-4(1)}} + T_{\text{пер ав МКС-4(3)}} + T_{\text{пер ав Л3}} + T_{\text{пер ав И2}};$$

$$T_{\text{пер ав гр 1(2)}} = 0,3 + 0,05 + 0,05 + 0,3 + 0,05 + 0,05 + 0,4 + 0,8 = 2 \text{ ч/год.}$$

Время плановых перерывов для ситуации 2:

$$T_{\text{пл гр 1(2)}} = T_{\text{пл Л1}} + T_{\text{пл МКС-3(1)}} + T_{\text{пл МКС-3(2)}} + T_{\text{пл Л2}} + T_{\text{пл МКС-4(1)}} + T_{\text{пл МКС-4(3)}} + T_{\text{пл Л3}} + T_{\text{пл И2}};$$

$$T_{\text{пер ав гр 1(2)}} = 0,21 + 1,09 + 1,09 + 0,21 + 1,09 + 1,09 + 0,21 + 1,5 = 6,49 \text{ ч/год.}$$

Суммарное время перерывов в год для ситуации 2:

$$T_{\text{пер гр 1(2)}} = T_{\text{пер ав гр1(2)}} + T_{\text{пл гр1(2)}};$$

$$T_{\text{пер гр 1(2)}} = 2 + 6,49 = 8,49 \text{ ч/год.}$$

Следует отметить, что резервирование питания группы 1 позволяет сократить время перерывов за счёт работы МКС-3 и МКС-4, работающих в режиме сетевого АВР. Фактически время перерывов будет равно времени переключения данных устройств, равное от 0,01 до нескольких секунд. Однако есть возможность одновременного выхода из строя участков сети, обеспечивающих питание группы 1. Поэтому следует рассчитать вероятность такого события и вероятность бесперебойного питания потребителей группы 1. Для этого выполняется следующий пункт методики: построение схем замещения сети по вариантам для расчёта вероятности безотказной работы системы электроснабжения для питания каждой группы потребителей и рассчитываются вероятность и время безотказной работы для каждой схемы только по вероятности аварийных отказов, без учёта плановых отключений. Покажем выполнение данного пункта для участка 1. Строим схему замещения, демонстрирующую соотношение вероятностей безотказной работы участков сети (рисунок 3).

Рисунок 3

Схема замещения электрической сети для расчёта вероятности безотказной работы потребителей группы 1

С учётом теории сложения и теории умножения вероятности [5, 6] упрощаем данную схему. Для этого рассчитываем сперва вероятности безотказной работы цепи 1 МКС-3 (конт. группа 3) – L6 – И1 и цепи 2 МКС-3 (конт. группа 2) – L2 – МКС-4 (конт. группа 1) – МКС-4 (конт. группа 3) – L3 – И2.

$$P_{\text{безотк ав цепь1}} = P_{\text{безотк ав МКС-3конт гр3}} \cdot P_{\text{безотк ав L6}} \cdot P_{\text{безотк ав И1}};$$

$$P_{\text{безотк ав цепь1}} = 0,999994 \cdot 0,99998 \cdot 0,99991 = 0,999884;$$

$$P_{\text{безотк ав цепь2}} = P_{\text{безотк ав МКС-3конт гр2}} \cdot P_{\text{безотк ав L2}} \cdot P_{\text{безотк ав МКС-4конт гр1}} \cdot P_{\text{безотк ав МКС-4конт гр3}} \cdot P_{\text{безотк ав L3}} \cdot P_{\text{безотк ав И2}};$$

$$P_{\text{безотк.цепь2}} = 0,999994 \cdot 0,99997 \cdot 0,999994 \cdot 0,999994 \cdot 0,99995 \cdot 0,99991 = 0,999812.$$

Упрощаем схему, показанную на рисунке 3, до схемы на рисунке 4.

Рисунок 4

Упрощенная схема замещения электрической сети для расчёта вероятности безотказной работы потребителей группы 1

Выполняем расчёт вероятности безотказной работы параллельных цепей 1 и 2 по правилу сложения вероятностей [5, 6]:

$$P_{\text{безотк ав цепь1-2}} = P_{\text{безотк ав цепь1}} + P_{\text{безотк ав цепь2}} - P_{\text{безотк ав цепь1}} \cdot P_{\text{безотк ав цепь2}};$$

$$P_{\text{безотк ав цепь1-2}} = 0,999884 + 0,999812 - 0,999884 \cdot 0,999812 = 0,99999998.$$

Вновь преобразуем схему расчёта вероятности безотказной работы сети, изображая параллельные цепи 1 и 2 одним блоком (рисунок 5).

Рисунок 5

Упрощенная с учётом приведения параллельных цепей схема замещения электрической сети для расчёта вероятности безотказной работы потребителей группы 1

Рассчитываем вероятность безотказной работы всей схемы для электроснабжения группы 1 потребителей:

$$\begin{aligned} P_{\text{безотк ав гр1}} &= P_{\text{безотк ав L1}} \cdot \\ &\cdot P_{\text{безотк ав МКС-3конт гр1}} \cdot P_{\text{безотк ав цепь1-2}}; \\ P_{\text{безотк ав гр1}} &= 0,99997 \cdot 0,999994 \cdot \\ &\cdot 0,99999998 = 0,999964. \end{aligned}$$

Аналогично рассчитываются вероятности безотказной работы и вероятности отказа системы электроснабжения для питания каждой группы потребителей по вариантам. Также рассчитываются вероятности безотказной работы для этих групп для плановых перерывов, но при этом, разумеется, используются исходные дан-

ные плановых перерывов и учитывается изменение схем замещения.

Приведём пример расчёта плановых перерывов для участка 1 (группы потребителей 1). Исходим из того, что плановое обслуживание и ремонт планируются с учетом минимизации перерывов в электроснабжении потребителей. Поэтому для группы 1 потребителей имеет смысл учитывать плановые перерывы только для случаев обслуживания участка L1 и контактной группы 1 МКС-3. При обслуживании других участков сети питание потребителей группы 1 осуществляется по резервной линии. На рисунке 6 показана схема замещения для расчета вероятности безотказной работы при плановых отключениях потребителей группы 1.

Рисунок 6

Схема замещения для расчета вероятности безотказной работы при плановых отключениях потребителей группы 1

$$\begin{aligned} P_{\text{безотк пл гр1}} &= P_{\text{безотк пл L1}} \cdot \\ &\cdot P_{\text{безотк пл МКС-3конт гр1}}; \\ P_{\text{безотк пл гр1}} &= 0,99998 \cdot 0,99988 = 0,99986. \end{aligned}$$

Следующим действием определяем время перерывов в электроснабжении и ущербы от недоотпуска электроэнергии для каждой группы потребителей и суммарный ущерб по вариантам схем. Для этого вначале определяется вероятность отказа (для аварийных перерывов):

$$\begin{aligned} P_{\text{отк ав гр1}} &= 1 - P_{\text{безотк ав гр1}} = \\ &= 1 - 0,999964 = 0,000036. \end{aligned}$$

Тогда время аварийных перерывов в электроснабжении для группы 1 потребителей в течение года:

$$\begin{aligned} T_{\text{пер ав гр1}} &= P_{\text{отк гр1}} \cdot 8760 = \\ &= 0,000036 \cdot 8760 = 0,32 \text{ ч/год}. \end{aligned}$$

Соответственно ущерб от аварийных перерывов для участка 1 (первой группы потребителей) в течение года составит:

$$\begin{aligned} Y_{\text{ав гр1}} &= Y_{0\text{гр1}} \cdot \frac{P_{\text{Мгр1}} \cdot T_{\text{Мгр1}} \cdot T_{\text{пер ав уч1}}}{8760} = \\ &+ 30 \cdot \frac{(15+15) \cdot 1500 \cdot 0,32}{8760} = 49,3 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Аналогично рассчитывается ущерб от плановых перерывов для этого же участка.

Вероятность планового перерыва:

$$\begin{aligned} P_{\text{отк пл гр1}} &= 1 - P_{\text{безотк пл гр1}} + \\ &= 1 - 0,99986 = 0,00014. \end{aligned}$$

Тогда время плановых перерывов в электроснабжении для группы 1 потребителей в течение года:

$$\begin{aligned} T_{\text{пер пл гр1}} &= P_{\text{отк пл гр1}} \cdot 8760 = \\ &= 0,00014 \cdot 8760 = 1,226, \text{ ч/год}; \end{aligned}$$

$$Y_{\text{пл.гр 1}} = Y_{\text{пл0гр1}} \cdot \frac{P_{\text{Мгр1}} \cdot T_{\text{Мгр1}} \cdot T_{\text{пер пл гр1}}}{8760} =$$

$$= 15 \cdot \frac{(15+15) \cdot 1500 \cdot 1,226}{8760} = 94,46 \text{ руб.}$$

Суммарное время перерывов:

$$T_{\text{пер гр 1}} = T_{\text{пер ав гр1}} + T_{\text{пл гр1}};$$

$$T_{\text{пер гр 1(1)}} = 0,32 + 1,226 = 1,546 \text{ ч/год.}$$

Совокупный ущерб для группы потребителей 1 за год составит:

$$Y_{\text{гр1}} = Y_{\text{ав гр1}} + Y_{\text{пл гр1}} =$$

$$= 49,3 + 94,46 = 143,76 \text{ руб.}$$

Аналогично выполняется расчёт для других групп потребителей. После этого определяется ущерб от недоотпуска им электроэнергии.

Далее составляется таблица с результатами расчётов по каждой группе потребителей. Также выполняются расчёты и заполняются таблицы с их результатами по каждой группе потреби-

телей для альтернативных схем электроснабжения или радиальной схемы электроснабжения, если осуществляется выбор типа и мест установки МКС.

Суммарный ущерб для всей сети определяется как сумма ущербов для всех групп потребителей:

$$Y_{\text{сети}} = \sum_1^n Y_{\text{гpi}}. \quad (7)$$

Далее выполняется сравнение вариантов схем электроснабжения по показателям надёжности.

Обычно сельские электрические сети построены по радиальной схеме. Поэтому определим также время перерывов для случая, если питание осуществляется от одного источника при отсутствии устройств МКС-3 и МКС-4, то есть сеть содержит все те же участки ЛЭП, но выполнена по радиальной схеме (рисунок 7).

Рисунок 7
Радиальное исполнение схемы электроснабжения потребителей

В этом случае отключение потребителей произойдёт при отказе на любом участке ЛЭП.

Суммарное время аварийных перерывов составит:

$$T_{\text{пер ав гр1(рад)}} = T_{\text{пер ав L1}} + T_{\text{пер ав L2}} +$$

$$+ T_{\text{пер ав L3}} + T_{\text{пер ав L4}} + T_{\text{пер ав L5}} +$$

$$+ T_{\text{пер ав L6}} + T_{\text{пер ав И2}};$$

$$T_{\text{пер гр1(рад)}} = 0,3 + 0,3 + 0,4 + 0,2 +$$

$$+ 0,2 + 0,2 + 0,8 = 2,4 \text{ ч/год.}$$

Ущерб от аварийных перерывов для радиальной схемы:

$$Y_{\text{ав (рад)}} = Y_{0(\text{рад})} \cdot \frac{P_{\text{М(рад)}} \cdot T_{\text{М(рад)}} \cdot T_{\text{пер ав(рад)}}}{8760} =$$

$$= 30 \cdot \frac{165 \cdot 1500 \cdot 2,4}{8760} = 2034,2 \text{ руб/год.}$$

Время плановых перерывов для радиальной схемы:

$$T_{\text{пер пл гр1(рад)}} = T_{\text{пер пл L1}} + T_{\text{пер пл L2}} +$$

$$+ T_{\text{пер пл L3}} + T_{\text{пер пл L4}} + T_{\text{пер пл L5}} +$$

$$+ T_{\text{пер пл L6}} + T_{\text{пер пл И2}};$$

$$T_{\text{пер гр1(рад)}} = 0,21 + 0,21 + 0,21 + 0,21 +$$

$$+ 0,21 + 0,21 + 1,5 = 2,76 \text{ ч/год.}$$

Ущерб от плановых перерывов для радиальной схемы:

$$Y_{\text{пл (рад)}} = Y_{0 \text{ пл(рад)}} \cdot \frac{P_{\text{М(рад)}} \cdot T_{\text{М(рад)}} \cdot T_{\text{пер пл(рад)}}}{8760} =$$

$$= 15 \cdot \frac{165 \cdot 1500 \cdot 2,76}{8760} = 1169,7 \text{ руб/год.}$$

Увеличение надёжности электроснабжения потребителей группы 1 (сокращение времени перерывов в электроснабжении) по отношению к питанию по радиальной схеме, таким образом, составило по аварийным отключениям:

$$K_{\text{гр1 ав (рад)}} = \frac{T_{\text{пер ав гр1(рад)}}}{T_{\text{пер ав гр1}}} = \frac{2,4}{0,32} = 7,5 \text{ раза};$$

по плановым отключениям:

$$K_{\text{гр1 пл(рад)}} = \frac{T_{\text{пер пл гр1(рад)}}}{T_{\text{пер пл гр1}}} = \frac{2,76}{1,226} = 2,25 \text{ раза.}$$

Таким образом, применение МКС в электрических сетях позволяет значительно сократить время перерывов в электроснабжении потреби-

телей, особенно перерывов, вызванных аварийными отключениями вследствие отказов на разных участках сети. Повышается надёжность электроснабжения потребителей. Методика может использоваться при проектировании интеллектуальных электрических сетей на основе применения МКС [1] и других принципов Smart Grid [16...20].

Выводы. Применение мультиконтактных коммутационных систем в электрических сетях 0,4 кВ приводит к изменению схем, и следовательно, требует проведения расчетов по оценке надёжности электроснабжения потребителей.

Методика определения надёжности электроснабжения потребителей в схемах электроснабжения, содержащих мультиконтактные комму-

тационные системы, позволяет оценить такие показатели надёжности, как время аварийных перерывов в электроснабжении, время плановых перерывов и ущерба от аварийных и плановых перерывов для каждого потребителя и их групп. Также определяется вероятность безотказной работы и вероятность отказа для каждого участка электрической сети с учётом аварийных и плановых перерывов.

Проведённая оценка надёжности на примере электрической сети, содержащей МКС, показала увеличение надёжности электроснабжения потребителей по сравнению с радиальной схемой электроснабжения более чем в 7 раз по показателю сокращения времени аварийных перерывов в электроснабжении.

Библиографический список

1. Виноградов, А.В. Типы мультиконтактных коммутационных систем [Текст] / А.В. Виноградов // Агротехника и энергообеспечение. 2019. № 2 (23). С. 12–26.
2. Виноградов, А.В. Методика выбора мест установки и количества универсальных секционирующих пунктов с функцией АВР в электрической сети 0,38 кВ по критерию обеспечения чувствительности защитных аппаратов [Текст] / А.В. Виноградов, А.В. Виноградова, А.И. Псарёв, Р.П. Беликов // Вести высших учебных заведений Черноземья. 2019. № 3 (57). С. 38–49.
3. Правила устройства электроустановок: все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 [Текст]. Новосибирск: Нормативка, 2017. 464 с., ил.
4. Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей [Текст]: приказ Минэнерго России от 13.01.2003 N 6 (ред. от 13.09.2018; зарегистрировано в Минюсте России 22.01.2003 г. № 4145).
5. Папков, Б.В. Вероятностные и статистические методы оценки надёжности элементов и систем электроэнергетики: теория, примеры, задачи [Текст]: учеб. пособие / Б.В. Папков, В.Л. Осокин. Старый Оскол: ТНТ, 2017. 424 с.
6. Гмурман, В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика [Текст]: учебное пособие для вузов / В.Е. Гмурман. Изд. 7-е стер. М.: Высш. шк., 1999. 479 с.: ил.
7. РД 34.20.574 Указания по применению показателей надёжности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками [Электронный ресурс]. Заголовок с экрана. Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817220.htm>. Дата обращения 04.09.2019.
8. Анищенко, В.А. Основы надёжности систем электроснабжения [Текст]: пособие для студентов специальности «Электроснабжение» / В.А. Анищенко, И.В. Колосова. Мн.: БНТУ, 2008. 151 с.
9. Виноградов, А.В. Оптимизация электроснабжения объектов [Текст] / А.В. Виноградов, А.Н. Васильев, А.В. Виноградова, М.В. Бородин, И.О. Голиков, Р.А. Перьков, А.Е. Семенов, А.А. Кучинов, А.Н. Синяков, А.О. Селезнёва, В.Е. Большев // Курс лекций и практических занятий для обучающихся по направлениям «Агроинженерия» (направленность Электрооборудование и электротехнологии); «Электроэнергетика и электротехника», (направленность Электроснабжение); «Технологии, средства механизации и энергетическое оборудование в сельском, лесном и рыбном хозяйстве» (научная специальность «Электротехнологии и электрооборудование в сельском хозяйстве») очной и заочной форм обучения. Орел, 2017. 258 с.
10. Виноградов, А.В. Сравнительный анализ надёжности электроснабжения по районам электрических сетей [Текст] / А.В. Виноградов, А.В. Виноградова, И.Д. Скитёва, А.А. Панфилов // Инновации в сельском хозяйстве. 2018. № 3 (28). С. 39–46.
11. Хорольский, В.Я. Техничко-экономические расчеты распределительных электрических сетей [Текст] / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, Д.В. Петров. Ростов-на-Дону: Терра Принт, 2009. 132 с.
12. Методические рекомендации по определению ущерба сельскохозяйственному производству от перерывов в подаче электроэнергии [Текст]. М.: ВИЭСХ, 1974.
13. Виноградов, А.В. Анализ времени перерывов в электроснабжении сельских потребителей и методы его сокращения за счет мониторинга технического состояния линий электропе-

редачи [Текст] / А.В. Виноградов, А.Н. Васильев, А.Е. Семенов, А.Н. Синяков // Вестник ВИЭСХ. 2017. № 2 (27). С. 3–11.

14. Bolshev V.E., Vasilev A.N., Vinogradov A.V., Semenov A.E., Borodin M.V. Time factor for determination of power supply system efficiency of rural consumers. Handbook of Research on Renewable Energy and Electric Resources for Sustainable Rural Development. «Advances in Environmental Engineering and Green Technologies». Hershey, Pennsylvania, 2018. С. 394–420.

15. Виноградов, А.В. Способ кодирования ситуаций в электрической сети, содержащей мультиконтактные коммутационные системы и возобновляемые источники энергии [Текст] / А.В. Виноградов, А.В. Виноградова, В.Е. Большев, А.А. Лансберг // Вестник аграрной науки Дона. 2019. № 2 (46). С. 68–76.

16. Michael T. Burr. Reliability demands drive automation investments. Public Utilities Fortnightly, Technology Corridor department, Nov. 1, 2003. [Электронный ресурс]. Заголовок с экрана.

Режим доступа: <http://www.fortnightly.com/fortnightly/2003/11/technology-corridor>. Дата обращения 10.02.2020.

17. Grid Modernization and the Smart Grid [Электронный ресурс]. Заголовок с экрана. Режим доступа: <https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid>. Дата обращения 10.02.2020.

18. Smart Grids European Technology Platform [Электронный ресурс]. Заголовок с экрана. Режим доступа: www.smartgrids.eu. Дата обращения 10.02.2020.

19. Ancillotti E., Bruno R., Conti M. The role of communication systems in smart grids: architectures, technical solutions and research challenges. J. Communication Technologies. 2013. Vol. 36. P. 1665–1697.

20. Fangxing L., Wei Q., Hongbin S., Hui W., Jianhui W., Yan X., Zhao X., Pei Z. Smart transmission grid: vision and framework. IEEE Transactions on Smart Grid. 2010. Vol. 1. P. 168–77.

Сведения об авторе

Виноградов Александр Владимирович, ORCID: 0000-0002-8845-9718, кандидат технических наук, доцент, заведующий лабораторией электроснабжения и теплообеспечения, ФГБНУ Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ, 109428, г. Москва, 1-й Институтский проезд, д. 5, стр. 1, e-mail: winaleksandr@rambler.ru.

Мультиконтактные коммутационные системы – это коммутационные аппараты, имеющие две и более контактные группы, управляемые независимо друг от друга. Применение мультиконтактных коммутационных систем в электрических сетях 0,4 кВ даёт возможность гибкого изменения схем электроснабжения за счёт секционирования и резервирования различных участков линий электропередачи. Места установки мультиконтактных коммутационных систем в электрической сети определяются по требованиям надёжности электроснабжения потребителей и с учётом обеспечения необходимой чувствительности защиты сети от аварийных режимов. Методика определения надёжности электроснабжения потребителей в схемах электроснабжения, содержащих мультиконтактные коммутационные системы, в свою очередь, сводится к следующему. Определяют предполагаемые варианты мест установки мультиконтактных коммутационных систем в сети. Разбивают рассматриваемую сеть на участки. Определяют показатели надёжности для каждого участка сети. Расчёт надёжности электроснабжения потребителей производят с учётом возможных ситуаций в сети и возможностью резервирования питания потребителей. Показатели

надёжности рассчитывают для каждой группы потребителей, подключённых к соответствующим участкам, отдельно. Для этого разбивают потребителей на группы, подключённые к соответствующим участкам сети, и определяют их характеристики. Строят схемы замещения сети по вариантам для расчёта вероятности безотказной работы схемы электроснабжения каждой группы потребителей и рассчитывают вероятность безотказной работы, время безотказной работы для каждой схемы. Определяют время перерывов в электроснабжении, ущербы от недоотпуска электроэнергии для каждой группы потребителей и суммарный ущерб по вариантам схем. Выполняют сравнение вариантов схем электроснабжения по показателям надёжности. Выполненный в статье пример расчёта показал, что надёжность электроснабжения потребителей при использовании в сети мультиконтактных коммутационных систем по сравнению с радиальной схемой электроснабжения увеличивается более чем в 7 раз. Методика может использоваться при проектировании интеллектуальных электрических сетей на основе применения мультиконтактных коммутационных систем.

PROCEDURE FOR DETERMINING THE RELIABILITY OF POWER SUPPLY TO CONSUMERS IN ELECTRICAL LAYOUTS CONTAINING MULTI-CONTACT SWITCHING SYSTEMS

Key words: *reliability of power supply to consumers; reliability calculation procedure; multi-contact switching systems.*

Authors' personal details

Alexander Vinogradov, ORCID: 0000-0002-8845-9718, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, head of the Laboratory of Electric Power Supply and Heating Systems, Federal Scientific Agroengineering Center VIM, 109428, Moscow, 1st Institutsky proezd, 5, bldg 1, e-mail: winaleksandr@rambler.ru.

Multi-contact switching systems are switching devices that have two or more contact groups that are controlled independently. The multi-contact switching systems used in 0,4 kV electric grids enable power supply layouts to be changed flexibly by sectioning and reserving various parts of power lines. Points where multi-contact switching systems are installed in the electrical grid are determined by the reliability requirements of the power supply to consumers and based on the adequate sensitivity of the power grid protection against emergency modes. The procedure of determining the reliability of electric power supply to consumers in the electrical layouts containing multi-contact switching systems is described below. First, the potential points for installing multi-contact switching systems in the grid are found. The power grid is divided into sections. The reliability indices are identified for each section of the power grid. The reliability of power supply to consumers is calculated taking into account different scenarios in the electrical grid and with an option to reserve the power to consumers. Reliability

indices are calculated for each group of consumers connected to the corresponding sections of the power grid. To this end, consumers are divided into groups connected to the corresponding sections of the power grid, and their characteristics are determined. The grid layout equivalents are designed to calculate no failure operation probability in the electrical layout for each consumer group, then the probability and time of no-failure operation is calculated for each layout. Interruptions in power supply and under-supply costs for each group of consumers are determined; the total damage is calculated for the grid equivalents. The grid equivalents are compared in terms of reliability indices. The calculation procedure described in the paper showed that the reliability of power supply to consumers with multi-contact switching systems in the electrical layout is more than 7 times higher than the reliability of the radial power supply layout. The procedure can be used in the design of intelligent electrical grids based on the multi-contact switching systems.

© Виноградов А.В.

УДК 629.11

DOI: 10.31563/1684-7628-2020-54-2-84-89

Е.А. Максимов, Е.П. Устиновский

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТИПА ВЫЛЕТА КОЛЕСА СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОЙ ТЕХНИКИ НА ИЗГИБ ПОСАДОЧНОЙ ПОЛКИ ОБОДА

Ключевые слова: *типы вылета трактора и комбайна; нормальный; отрицательный; положительный; посадочная полка обода колеса.*

Введение. В зависимости от способа производства дисков колес тракторов и комбайнов все диски имеют строго типизированную форму и размеры. При подборе дисков колес тракторов следует учитывать такой параметр, как вылет.

При эксплуатации колес тракторов и комбайнов на него могут быть установлены колеса,

имеющие нулевой, положительный и отрицательный вылеты.

Вылет выбирается в зависимости от конструкции автомобиля. Положительный и нулевой вылеты обычно используются в легковых автомобилях, а отрицательный вылет – в грузовых.