

УДК 621.316:631.371

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ОТКЛЮЧЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ АГРОПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА ПРИ ПОВРЕЖДЕНИИ НА ВЛ 10 КВ БЕЗ АВТОМАТИКИ

О. Ю. ПУХАЛЬСКАЯ

*Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого»,
Республика Беларусь*

Введение

С переходом к рыночным отношениям в электроэнергетике возрастают требования к надежности электроснабжения потребителей сельскохозяйственного назначения. Поэтому возникает необходимость в методике расчета основных показателей надежности электроснабжения потребителей АПК: количества внезапных отключений и продолжительности одного внезапного отключения потребителя [1], [2, с. 14–17].

Расчет времени отключения для сетей 10 кВ сельскохозяйственного назначения значительно сложнее расчета этого же показателя для основной сети. Это обусловлено невысокой степенью оснащенности сельских сетей коммутационными аппаратами, средствами автоматики.

Работы по расчету основных показателей надежности, в том числе и продолжительности отключения потребителей при повреждениях в сетях 10 кВ, проводились рядом исследователей.

В [3, с. 236–238], [4] продолжительность отключения воздушных линий (ВЛ) 10 кВ определяется по удельной продолжительности отключения с учетом длины линии.

В [5, с. 78–84] время восстановления электроснабжения при повреждении на ВЛ 10 кВ складывается из трех составляющих: времени от момента отказа до пробного включения линии, времени поиска места повреждения и времени ремонта и включения линии в работу.

В [6] авторы предлагают математическую модель восстановления работоспособности распределительной линии [6, с. 30–48]. В соответствии с этой моделью предложены методы расчета надежности сети 10 кВ. Однако сложность математической модели процесса поиска повреждения и восстановления электроснабжения ограничивает ее широкое применение.

Целью данной работы является разработка методики определения продолжительности отключения потребителя АПК при повреждении на ВЛ 10 кВ без автоматики, которая позволила бы упростить расчеты и при этом не потерять точности результатов расчета.

Расчет вероятной продолжительности отключения потребителя при повреждении каждого из элементов цепи «источник питания – потребитель», в том числе и

для ВЛ 10 кВ, выполняется на основании моделирования действий оперативного и ремонтного персонала электрических сетей.

Средняя продолжительность одного внезапного отключения потребителя

Значение продолжительности одного внезапного отключения потребителя определяется как среднее исходя из числа повреждений основных элементов цепи «источник – потребитель», рассмотренных в [7], и соответствующих им длительностей отключений по формуле

$$\tau = \frac{N_{\text{ВЛВ}} \cdot \tau_{\text{ВЛВ}} + N_{\text{ПС}} \cdot \tau_{\text{ПС}} + N_{\text{ПС10}} \cdot \tau_{\text{ПС10}} + N_{10} \cdot \tau_{10} + N_{\text{ТП}} \cdot \tau_{\text{ТП}} + N_{\text{ВЛН}} \cdot \tau_{\text{ВЛН}}}{N_{\Sigma}},$$

где через τ обозначены средние продолжительности внезапных отключений потребителя при повреждении соответственно: $\tau_{\text{ВЛВ}}$ – на ВЛ 35(110) кВ и в РУ 35(110) кВ присоединенных к ВЛ подстанций 35(110) кВ; $\tau_{\text{ПС}}$ – в трансформаторе 35(110)/10 кВ подстанции и в тех элементах его присоединения, повреждения которых не приводят к отключению ВЛ 35(110) кВ; $\tau_{\text{ПС10}}$ – в РУ 10 кВ подстанции 35(110) кВ; τ_{10} – на ВЛ 10 кВ; $\tau_{\text{ТП}}$ – на тех элементах оборудования ТП 10/0,4 кВ, повреждения которых не приводят к отключению ВЛ 10 кВ; $\tau_{\text{ВЛН}}$ – на ВЛ 0,38 кВ, питающей рассматриваемого потребителя; $N_{\text{ВЛВ}}$, $N_{\text{ПС}}$, $N_{\text{ПС10}}$, N_{10} , $N_{\text{ТП}}$, $N_{\text{ВЛН}}$ – количество внезапных отключений потребителя из-за повреждений соответственно на ЛЭП 35(110) кВ и в РУ 35(110) кВ, присоединенных к ней подстанций; в трансформаторе питающей потребителя подстанции 35(110)/10 кВ и в ее РУ 10 кВ; на питающей потребителя ВЛ 10 кВ; в ТП 10/0,4 кВ, к которой подключен потребитель; на питающей потребителя линии 0,38 кВ; в тех случаях, когда в цепи «источник – потребитель» имеется АВР, в качестве $N_{\text{ВЛВ}}$, $N_{\text{ПС}}$, $N_{\text{ПС10}}$, N_{10} , $N_{\text{ТП}}$, $N_{\text{ВЛН}}$ подставляются соответствующие скорректированные величины с учетом местоположения АВР; N_{Σ} – количество внезапных отключений потребителя за год.

В этой статье будет предложена методика расчета продолжительности внезапных отключений потребителя при повреждении на ВЛ 10 кВ без автоматики τ_{10} .

Продолжительность отключений потребителя при повреждении на ВЛ 10 кВ

ВЛ 10 кВ являются специфичным объектом расчета надежности. В первую очередь это определяется спецификой процесса поиска, локализации повреждения и восстановления электроснабжения присоединенных к ней потребителей при аварийном отключении линии. Этот процесс осуществляется, как правило, одной ОВБ, которая передвигается на автомашине или пешком между территориально разбросанными коммутационными аппаратами, установленными на ВЛ 10 кВ. Затраты времени ОВБ зависят также и от стратегии управления рассматриваемым процессом.

Процесс восстановления электроснабжения потребителей сельскохозяйственного назначения формируется действиями оперативно-выездной бригады и ремонтного персонала (по мере необходимости) и делится на следующие этапы:

- 1) от момента отключение ВЛ 10 кВ до прибытия ОВБ на питающую подстанцию или к коммутационному аппарату;
- 2) поиск поврежденного участка;
- 3) локализация поврежденного участка;
- 4) включение неповрежденных участков;

- 5) обход поврежденного участка;
- 6) ремонт поврежденного участка;
- 7) включение поврежденного участка.

Тогда продолжительность отключения потребителя при повреждении ВЛ 10 кВ, к которой он присоединен:

$$\tau_{10} = \tau_{д} + \tau_{ПЛВ} + \tau_{ОР}, \tag{1}$$

где $\tau_{д}$ – промежуток времени от момента отключения ВЛ 10 кВ до прибытия ОВБ на питающую подстанцию или к коммутационному аппарату на ВЛ 10 кВ (когда на ПС есть дежурный или телеуправление(ТУ)); $\tau_{ПЛВ}$ – продолжительность отключения потребителя за время отыскания поврежденного участка, его локализации и включения неповрежденных участков ВЛ 10 кВ; $\tau_{ОР}$ – продолжительность процесса обхода, ремонта и включения поврежденного участка, во время которого отключен рассматриваемый потребитель.

Наибольшую сложность при расчете τ_{10} представляет определение второго его слагаемого в формуле (1), т. е. $\tau_{ПЛВ}$, т. к. используемая при этом математическая модель процесса поиска повреждения и восстановления электроснабжения чрезвычайно сложная. Ниже излагается упрощенный метод, основанный на выделении в схеме ВЛ 10 кВ части, содержащей электрическую связь между питающей ПС 35(110)/10 кВ, ТП потребителя и ближайшим резервом, на который эту ТП можно переключить при исчезновении основного питания, или ближайшим концом линии, если указанного резерва нет. При этом используются следующие понятия:

1) участок ВЛ 10 кВ – та ее часть, которую можно выделить из схемы линии отключением коммутационных аппаратов (КА), причем дальнейшее ее разделение отключением КА невозможно (рис. 1а);

2) маршрут ОВБ (ниже «маршрут») – маршрут, по которому передвигается ОВБ при последовательном объезде КА с ручным управлением, установленных на тракте (рис. 1б);

3) тракт питания и резервирования рассматриваемого потребителя (далее «тракт») – часть линии, содержащая участки, лежащие на указанной выше электрической связи «ПС – ТП потребителя – ближайший резерв (конец линии)» (рис. 1в).

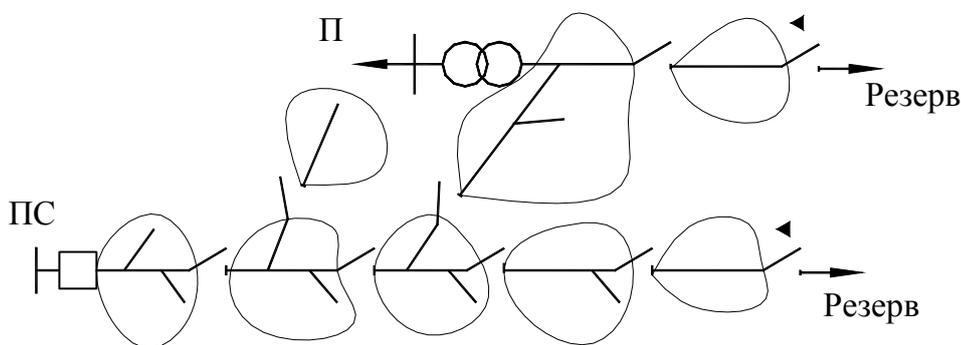


Рис. 1а. Пояснение понятия «участок линии» на схеме ВЛ 10 кВ, по которой питается потребитель П

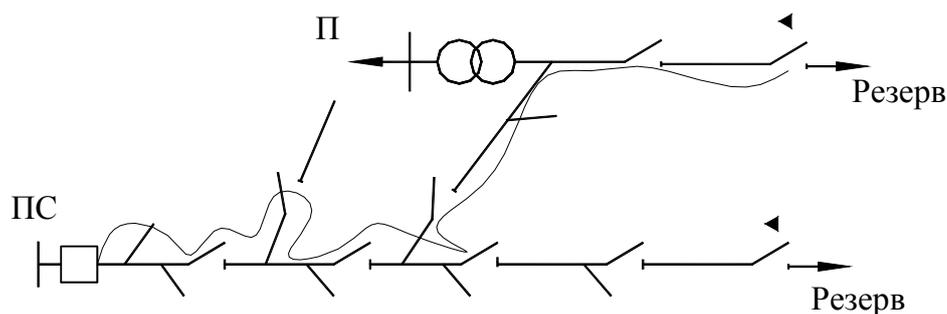


Рис. 1б. Пояснение понятия «маршрут» на схеме ВЛ 10 кВ, по которой питается потребитель П

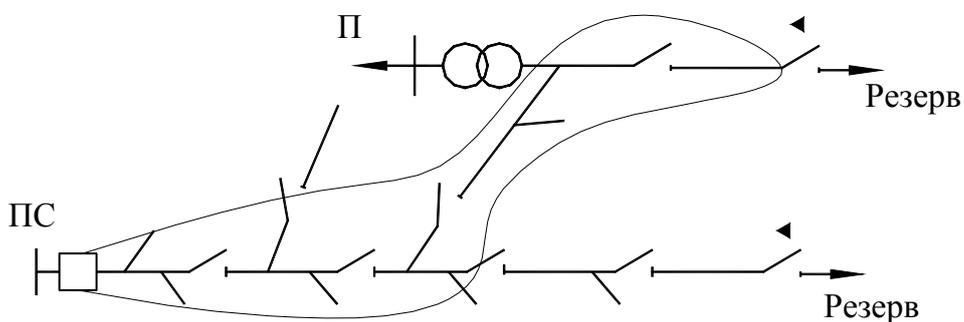


Рис. 1в. Пояснение понятия «тракт» на схеме ВЛ 10 кВ, по которой питается потребитель П

Выделение из схемы линии маршрута дает возможность использования упрощенных методов расчета τ применительно к части ВЛ 10 кВ представленной трактом. Вероятность наличия повреждения на линии при аварийном отключении ВЛ 10 кВ равна отношению полной длины тракта (L_T) к полной длине линии (L). С указанной выше целью эта часть линии представляется магистралью без отпаек, длина которой равна протяженности маршрута (l_M), а количество КА (разъединителей на ней) – числу разъединителей на тракте.

Действительно, затраты времени на переезды ОВБ зависят от длины и мало зависят от мест установки разъединителей на тракте (особенно хорошо это видно, если на подстанции нет дежурного). Затраты времени на коммутационные операции зависят в основном от числа КА на тракте.

При таком подходе средняя продолжительность отключения потребителя при повреждении на ВЛ 10 кВ может быть представлена в следующем виде:

$$\tau_{10} = \tau_d + \frac{L_T}{L} \cdot (\tau_{ПВ}^T + \tau_{ОР}^T) + \tau_{ПВ}^{-HT}, \quad (2)$$

где L_T, L – соответственно полная длина тракта и полная длина всей линии; $\tau_{ПВ}^T$ – среднее время поиска, локализации поврежденного участка и включения неповрежденных участков при повреждении на тракте; $\tau_{ОР}^T$ – среднее время обхода и ремонта расположенных на тракте участков, при отключении которых будет отключен рассматриваемый потребитель; $\tau_{ПВ}^{-HT}$ – среднее время отключения потребителя в процес-

се отыскания поврежденного участка и включения неповрежденных участков на частях линии, не содержащихся в тракте.

Раскроем слагаемые формулы (2):

$$\tau_{\text{д}} = \tau_{\text{инф}} + \tau_{\text{сб}} + \tau_{\text{ед}},$$

где $\tau_{\text{инф}}$ – время получения информации об отключении ВЛ 10 кВ; $\tau_{\text{инф}} = 0$, если на ПС есть дежурный или телесигнализация (ТС); $\tau_{\text{инф}} = 0,87$ ч, если на ПС нет дежурного или ТС (по данным СПО «Союзтехэнерго», полученным на базе обработки большого объема аварийной статистики по сельским сетям стран бывшего СССР); $\tau_{\text{сб}}$ – затраты времени на подготовку ОВБ к выезду; $\tau_{\text{сб}} = 0,26$ ч (по данным СПО «Союзтехэнерго»); $\tau_{\text{ед}}$ – затраты времени на переезд ОВБ:

$$\tau_{\text{ед}} = \frac{l_{\text{б-ПС}}}{v_{\text{ПС}}},$$

где $l_{\text{б-ПС}}$ – протяженность маршрута переездов с базы ОВБ на рассматриваемую ПС, км; $v_{\text{ПС}}$ – средняя скорость движения автомашины ОВБ между подстанциями, при отсутствии других данных можно использовать данные СПО «Союзтехэнерго» $v_{\text{ПС}} = 40$ км/ч.

$$\tau_{\text{ПЛВ}}^{\text{T}} = \tau_{\text{ПЛВ}}^{\text{E(T)}} + \tau_{\text{ПЛВ}}^{\text{OP(T)}},$$

где $\tau_{\text{ПЛВ}}^{\text{E(T)}}$, $\tau_{\text{ПЛВ}}^{\text{OP(T)}}$ – соответственно длительность отключения потребителя за время переездов ОВБ и выполнения коммутационных операций при повреждении на тракте.

В свою очередь:

$$\tau_{\text{ПЛВ}}^{\text{E(T)}} = 2 \cdot l_{\text{м}} \cdot C_{\text{е}} \cdot (E_{\text{п}} + E_{\text{л}} + E_{\text{в}}),$$

где $l_{\text{м}}$ – протяженность маршрута; $C_{\text{е}}$ – коэффициент, отражающий влияние на надежность ВЛ 10 кВ внешней среды (оснащение оперативного и ремонтного персонала транспортом, механизмами, средствами связи и т. д.):

$$C_{\text{е}} = \frac{K_{\text{кр}}}{v_{\text{рс}}},$$

где $K_{\text{кр}}$ – коэффициент кривизны дорог по отношению к трассе ВЛ 10 кВ, $K_{\text{кр}} = 1,4$ ([6, табл. 1.4]); $E_{\text{п}}$, $E_{\text{л}}$, $E_{\text{в}}$ – коэффициенты, отражающие влияние схемы линии, оснащенности ее КА и средствами отыскания мест повреждения, а также наличие дежурного (ТУ) на ПС на затраты времени ОВБ при поиске поврежденного участка, его локализации и включения неповрежденных [6, табл. 6.1].

Затраты времени на коммутационные операции сильно зависят от следующих факторов:

- 1) наличия на подстанции дежурного или ТУ;
- 2) наличия на подстанции дистанционного измерителя (ДИ) расстояния до места повреждения на линии 10 кВ (УОМЗ, ФМК и т. п.)
- 3) количества коммутационных аппаратов на тракте n_{T} ;

4) средних затрат времени на выполнение одной коммутационной операции $t_{\text{оп}}$, в которые включаются также затраты времени на радиосвязь ОВБ с диспетчером, выход из автомашины, переход к КА и т. п. Можно принять $t_{\text{оп}} = 0,0667$ ч согласно данным СПО «Союзтехэнерго».

Формулы для расчета $\tau_{\text{ПЛВ}}^{\text{оп(т)}}$ с учетом упомянутых условий приведены в виде логических условий в алгоритме на рис. 2.

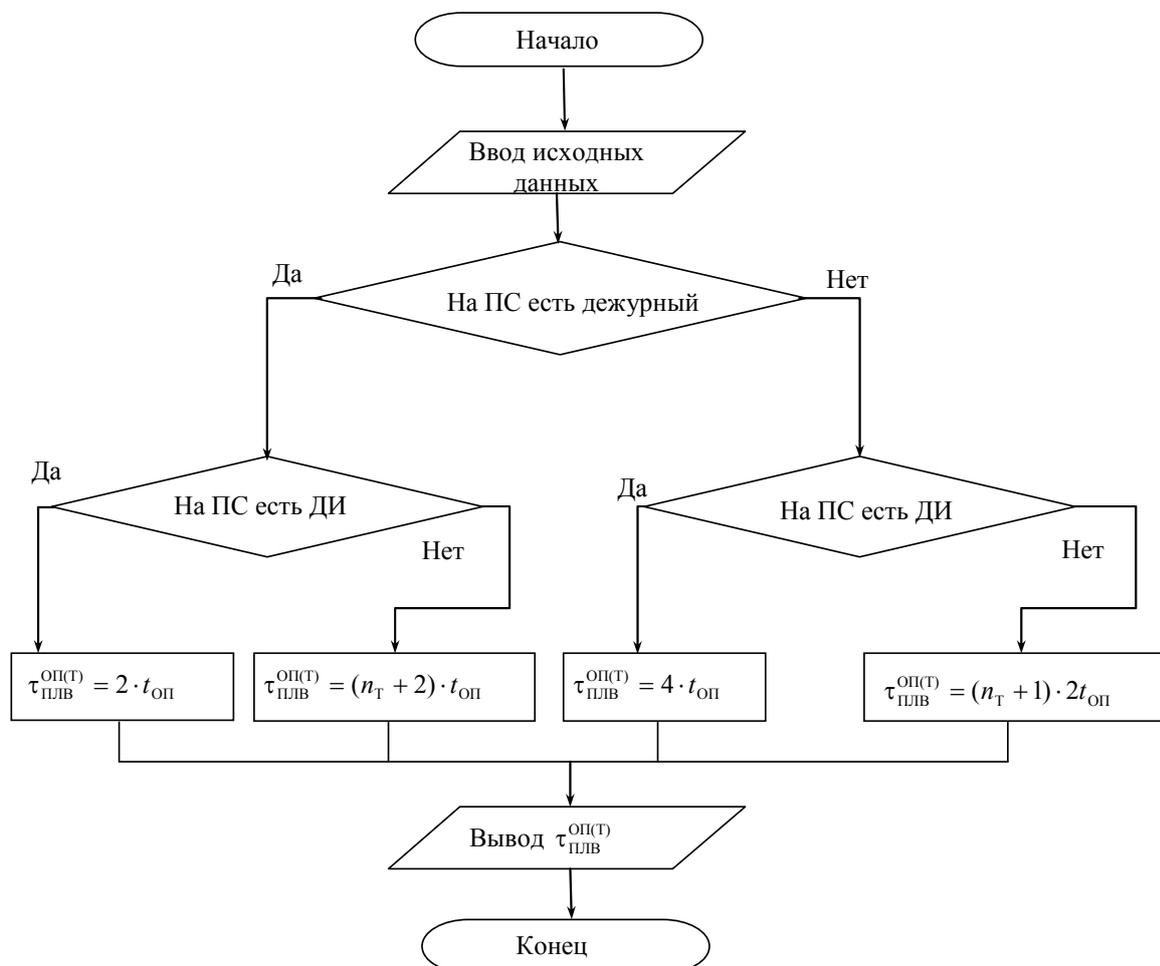


Рис. 2. Алгоритм определения $\tau_{\text{ПЛВ}}^{\text{оп(т)}}$

Примечание. При определении n_{T} число разъединителей в транзитной ТП принимается на 1 меньше.

При составлении приведенных в таблице формул учтено, что при наличии дежурного на ПС величина $\tau_{\text{ПЛВ}}^{\text{оп(т)}}$ оказывается меньше, т. к. ОВБ не надо приезжать на ПС, выходить из машины, ходить на щит или в РУ, а при выполнении операций разъединителем на линии две операции (например, «отключить и включить») осуществляются последовательно с небольшим разрывом времени.

Перейдем к определению длительности погашения потребителя за процесс обхода и ремонта поврежденного участка на тракте его питания и резервирования. Если тракт резервирован, то потребитель будет отключен при обходе и ремонте только того участка, к которому присоединена питающая его ТП. Если тракт нерезервирован-

ный, то потребитель будет отключен и при обходе и ремонте и других участков, расположенных до указанного выше участка по ходу питания.

В общем случае:

$$\tau_{\text{OP}}^T = \sum_i \frac{L_{yi}}{L_T} \cdot \left(\tau_{\text{ExVi}} + \frac{L_{yi}}{\alpha \cdot v_X} + \tau_p \right),$$

где под i -м участком понимается тот, к которому присоединена ТП, питающая потребителя, а также, если тракт не резервирован, те участки (описанные выше) тракта, при отключении которых не имеет питания и рассматриваемый потребитель; L_{yi} – полная длина i -го участка; τ_{ExVi} – затраты времени на переезд к i -му участку для его обхода (после его локализации и включения исправных участков); v_X – средняя скорость обхода ВЛ, при отсутствии других данных можно использовать данные СПО «Союзтехэнерго» $v_X = 2,5$ км/ч; τ_p – среднее время ремонта; коэффициент $\alpha = 2$, если на ПС нет ДИ; $\alpha = 4$, если на ПС есть ДИ.

$$\tau_{\text{ExVi}} = l_{\text{ExVi}} \cdot C_E,$$

где l_{ExVi} – протяженность маршрута переезда к i -му участку для его обхода; $l_{\text{ExVi}} = 0$, если на ПС есть дежурный; $l_{\text{ExVi}} = l_{P-K}$, если тракт резервирован, участок i не конечной; $l_{\text{ExVi}} = l_{\text{ПС-ri}}$, если участок i конечной или тракт нерезервированный.

Индексы при l обозначают: P – резерв; K – конец i -го участка; r_i – головной КА i -го участка.

Средние затраты времени на ремонт представим в виде:

$$\tau_p = \tau_{\text{ИНТ}}^P + \tau_{\text{СБ}}^{\text{РБ}} + \tau_{\text{Е}}^{\text{РБ}} + t_p, \quad (3)$$

где $\tau_{\text{ИНТ}}^P$ – затраты времени на передачу информации о месте и характере повреждения от ОВБ к диспетчеру сети и от него – ремонтной бригаде (РБ); $\tau_{\text{СБ}}^{\text{РБ}}$ – время сборов РБ и подготовки к выезду; $\tau_{\text{Е}}^{\text{РБ}}$ – затраты времени на переезд РБ к месту ремонта; t_p – среднее время ремонта ВЛ 10 кВ.

По данным СПО «Союзтехэнерго» $\tau_{\text{ИНТ}}^P = 0,24$ ч, $\tau_{\text{СБ}}^{\text{РБ}} = 0,63$ ч, $t_p = 1,11$ ч;

$$\tau_{\text{Е}}^{\text{РБ}} = \frac{l_{\text{Б-Д}}}{v_{\text{ПС}}} + \frac{l_{\text{ПС-ri}}}{v_{\text{РС}}} \cdot K_{\text{КР}}.$$

Очевидно, что расчеты по формуле (3) занижают величину τ_p , т. к. при их выполнении принимается, что в момент возникновения необходимости в РБ она находится на базе и практически готова к выезду. Однако, с другой стороны, следует учесть, что не так уж редки случаи, когда ОВБ может выполнить ремонт самостоятельно.

Последнее слагаемое формулы (2):

$$\tau_{\text{ПВ}}^{-\text{НТ}} = \sum_{j \in \{T\}} \frac{L_{yj}}{L} \cdot \tau_{\text{ПВ}y_j},$$

где $\{T\}$ – множество участков линии, входящих в тракт; $\tau_{ПВУj}$ – продолжительность отключения потребителя за время установления факта наличия повреждения на j -м участке, отделения этого участка от тракта и включения тракта под напряжение. Определяется по выражению:

$$\tau_{ПВУj} = \tau_{ПВУj}^E + \tau_{ПВУj}^{OP},$$

где $\tau_{ПВУj}^E, \tau_{ПВУj}^{OP}$ – затраты времени на переезды и коммутационные операции соответственно.

Затраты времени на переезды:

$$\tau_{ПВУj}^E = l_{EУj} \cdot C_E,$$

где $l_{EУj}$ – протяженность маршрута переездов ОВБ.

Формулы для определения маршрута переездов ОВБ приведены в виде логических условий, представленных в алгоритме на рис. 3.

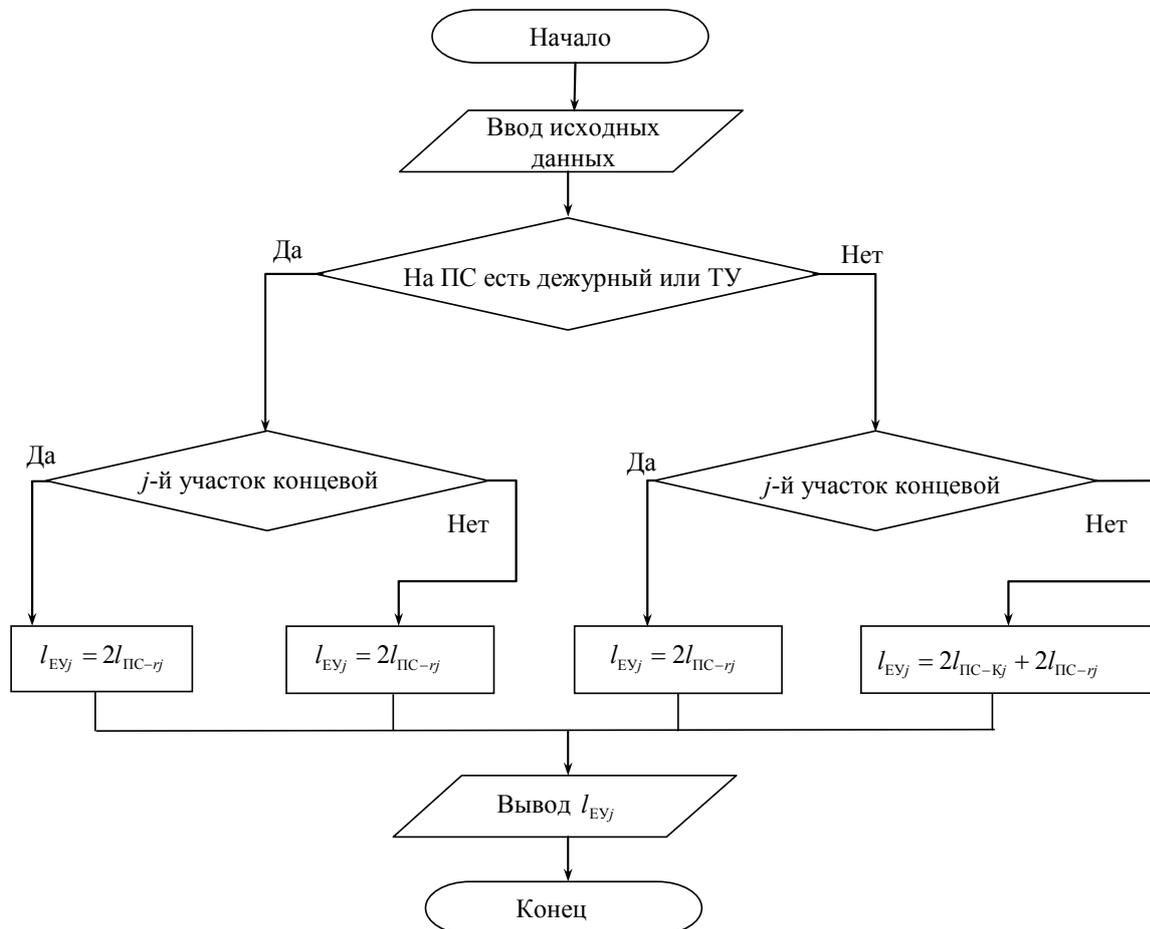


Рис. 3. Алгоритм определения $l_{EУj}$

Как видно из рис. 3 длина маршрута переездов $l_{EУj}$ не зависит от наличия или отсутствия ДИ на подстанции, но зависит от наличия или отсутствия дежурного или телеуправления.

Формулы для определения величины затрат времени на коммутационные операции приведены в виде логических условий, представленных в алгоритме на рис. 4. n_{Tj} – число разъединителей на электрической связи между подстанцией и концом j -го участка, включая аппарат на конце j -го участка, если он есть.

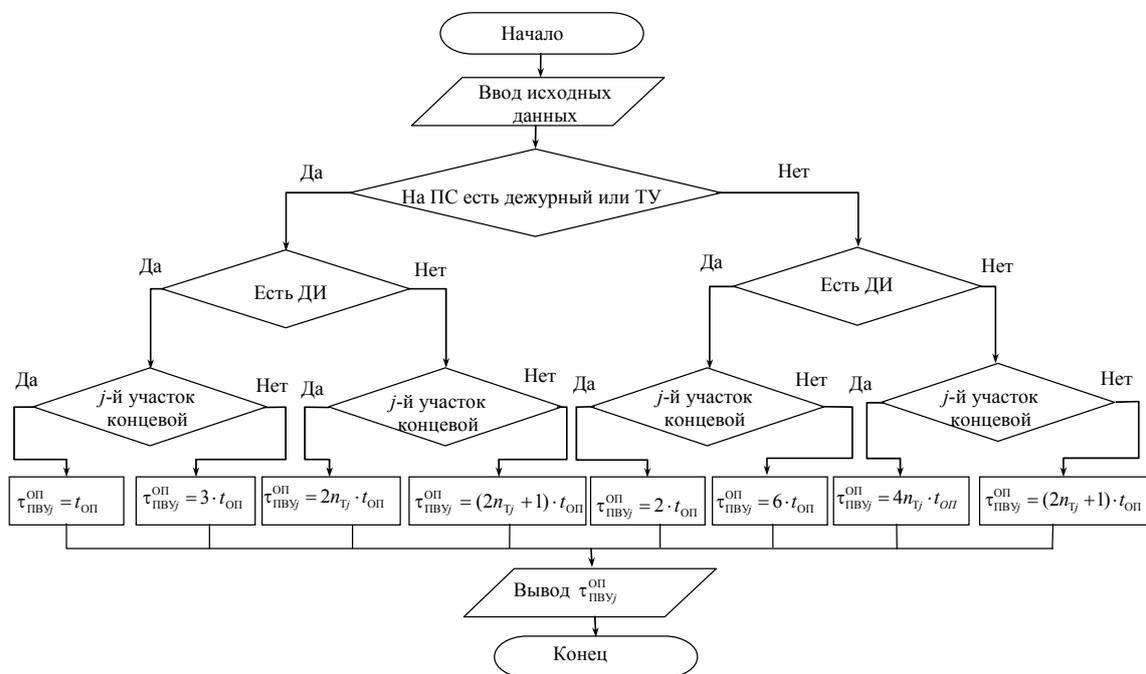


Рис. 4. Алгоритм определения $\tau_{пвуж}^{оп}$

Заключение

Разработанная методика является одним из этапов расчета основных показателей надежности электроснабжения потребителей АПК – продолжительности внезапного отключения и, совместно с [7], может использоваться энергоснабжающими организациями для выбора и обоснования мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей АПК. Результаты расчетов по предложенной методике также могут быть использованы при заключении с потребителями договоров на электроснабжение и пользование электрической энергией.

Литература

1. Методические указания по обеспечению при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей / В. В. Тисленко [и др.] // Украин. отд-ние ВГПИиНИИ «Сельэнергопроект». – Москва : Сельэнергопроект, 1986. – 32 с.
2. Розанов, М. Н. Надежность электроэнергетических систем / М. Н. Розанов. – Москва : Энергия, 1974. – 175 с.
3. Будзко, И. А. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов / И. А. Будзко, М. С. Левин. – Москва : Агропромиздат, 1985. – 320 с.
4. Куценко, Г. Ф. Математическая модель оптимального распределения уровня надежности по звеньям системы электроснабжения / Г. Ф. Куценко, В. И. Русан, В. А. Гулюк // Энергетика – Изв. высш. учеб. заведений и энерг. об-ний СНГ. – 1988. – № 4. – С. 23–27.

5. Надежность систем электроснабжения / В. В. Зорин [и др.]. – Киев : Вища шк. Головное изд-во, 1984. – 192 с.
6. Прусс, В. Л. Повышение надежности сельских электрических сетей / В. Л. Прусс, В. В. Тисленко. – Ленинград : Энергоатомиздат ; Ленингр. отд-ние, 1989. – 208 с.
7. Куценко, Г. Ф. Методика определения расчетного количества внезапных отключений потребителей сельскохозяйственного назначения по цепи «источник–потребитель» / Г. Ф. Куценко, О. Ю. Пухальская // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2005. – № 3. – С. 30–33.

Получено 09.01.2008 г.