ВСЕСОЮЗНАЯ ОРДЕНА ЛЕНИНА И ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
АКАДЕМИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ НАУК имени В.И.ЛЕНИНА

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Одобрены секцией
электри, кации АПК
Ученого совета
18.01.1991 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

ПО УПРАВЛЕНИЮ КАЧЕСТВОМ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕЛЬСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 0,38-10 кВ В РЕАЛЬНОМ МАСШТАБЕ ВРЕМЕНИ

Москва 1991

gost.e-ecolog.ru

УДК 621.311

Методические указания по управлению качеством напряжения в сельских распределительных сетях 0,38-10 кВ в реальном масштабе времени. - М.: ВИЭСХ, 1991.

В методических указаниях рассматриваются вопросы оценки качества напряжения в сельской распределительной сети 0,38-10 кВ и управления режимом напряжения в реальном масштабе времени. Методика ориентирована на использование современных средств телеконтроля, телеуправления и вычислительной техники.

Указания предназначены для специалистов, занимающихся эксплуатацией сельских электрических сетей 0,38-10 кВ.

Указания разработали канд.техн.наук С.А.Цагарейшвили, В.В.Романов.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ), 1991.

В В Е Д Е Н И Е

Сельские распределительные сети среднего и низкого напряжения постоянно развиваются. Это обусловлено непрерывным увеличением нагрузок существующих и появлением новых потребителей. Темпы роста потребления электроэнергии сельским хозяйством в 1981-1987 годах составили 5,4%, что выше, чем в промышленности (3%) за тот же период. Действующие, вновь сооружаемые и расширяемые сельскохозяйственные объекты, расположенные в зоне централизованного электроснабжения, присоединяются к сетям государственных энергосистем и обеспечиваются электроэнергией практически без ограничений. Протяженность сельских линий электропередачи (ВЛ) в настоящее время превышает 4 млн.км, из них свыше 90% приходится на линии 0,38-20 кВ. Вместе с ростом нагрузок и развитием распределительных сетей изменяются их технико-экономические показатели, отмечается увеличение потерь электроэнергии, ухудшение качества напряжения. Основные специфические особенности, присущие сельским электросетям, заключаются в сравнительно большой длине линий и малых сечениях проводов. Большие радиусы и быстрое увеличение потерь напряжения по мере роста нагрузок обусловливают трудности в обеспечении нормального качества напряжения у потребителей.

Возможный путь обеспечения допустимых уровней напряжения у потребителей - реконструкция сетей, предусматривающая замену проводов на участках линий электропередачи, перевод сети на большее напряжение, разукрупнение подстанций и сокращение радиусов распределительных линий в результате строительства дополнительных подстанций и др. Очевидно, что максимум эффективности мероприятий по развитию сетей наблюдался бы при постоянном повышении их пропускной способности по мере изменения на-

грузок с использованием наиболее экономичных мероприятий, проводимых в оптимальные сроки. Как известно, для осуществления такой оптимальной стратегии развития сетей нельзя ограничиваться периодическим выполнением радикальных мероприятий, обеспечивающих достаточный запас пропускной способности на большой отрезок времени. Этот путь требует крупных единовременных затрат и неизбежно приводит к замораживанию капитальных вложений. Следует также учитывать, что реконструкция в принципе не может быть осуществлена в короткие сроки. Кроме того, ее проведение не всегда возможно из-за ограниченности в материальных ресурсах. Основной эффект от проведения реконструктивных мероприятий выражается в снижении потерь электроэнергии.

Поэтому для обеспечения нормированных ГОСТ отклонений напряжения на зажимах электроприемников необходимо в первую очередь максимально использовать имеющиеся в сетях средства регулирования напряжения, что не требует (или требует незначительных) капитальных вложений. Сельские распределительные сети располагают такими средствами регулирования, как трансформаторы напряжением 35/10 и 110/10 кВ с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), устройства продольной и поперечной емкостной компенсации, линейные регуляторы и др.

Регулирование напряжения централизованное, осуществляемое дискретно трансформаторами с РПН. Трансформаторы (отечественного производства) выпускаются со ступенями регулирования $\Delta U_{ст}$ = = (1,25-1,5)%, числом ступеней $\mp$(6-8) и автоматическими устройствами (АРНТ), воздействующими на РПН. В устройстве АРНТ предусмотрена возможность введения внешнего сигнала управления, контроля, сигнализации и блокировки при неисправности тракта регулирования и электроприводов РПН. Мероприятием, направленным на улучшение режима напряжения, является переключение регулировочных ответвлений потребительских трансформаторов. Трансформаторы 6-10/0,4 кВ выполняются с конструктивной надбавкой +5% и снабжены встроенным ступенчатым регулятором напряжения, осуществляющим переключение ответвлений обмоток без возбуждения (ПБВ). Регулятор имеет пять положений со ступенями +2,5%.

При интенсивном развитии систем сельского электроснабжения, качественном изменении нагрузок и росте их количественных показателей повышаются требования к управлению режимами сельских распределительных сетей. Под термином "управление режима-

ми" в энергетике понимают функции планирования, оперативного управления и ретроспективного анализа, осуществляемые в пределах различных временных отрезков и иерархических уровней. Современные системы электроснабжения (СЭС) как совокупность электрических сетей разных классов напряжения и потребителей представляют собой целостный комплекс взаимосвязанных элементов, обладающий определенной структурой, закономерностями взаимодействия элементов и взаимозависимостью задач управления. Анализ и оценка процесса функционирования СЭС и последующее принятие решения связаны с получением, хранением и переработкой больших объемов информации.

Однако в настоящее время возникла ситуация, когда удовлетворение все возрастающих требований к качеству и надежности электроснабжения, рациональному использованию топливно-энергетических и материальных ресурсов встречает значительные трудности из-за отсутствия достоверной информации о режимах сельских электрических сетей среднего и низкого напряжения. Вследствие слабой оснащенности этих сетей средствами контроля недостаточно эффективно используются имеющиеся устройства регулирования, проектные решения принимаются в условиях существенной неопределенности.

Научно-технический прогресс в области экономии электрической энергии, повышения ее качества, комплексного исследования режимов работы систем электроснабжения, создания средств и разработки методов управления режимами сельских распределительных сетей в первую очередь связан с широким использованием ЭВМ и микропроцессорной техники. В последнее время опубликовано много работ по совершенствованию управления режимами электрических сетей на основе автоматизированных систем, средств сбора, передачи и отображения информации на верхних уровнях иерархии энергосистем. Однако на уровне сельских распределительных сетей эти вопросы не получили должной проработки.

В данной работе рассмотрены вопросы, связанные с реализацией управления режимом напряжения сельских распределительных сетей автоматизированной системой, осуществляющей непосредственный контроль за объектом управления.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ УПРАВЛЕНИЯ ТЕКУЩИМ РЕЖИМОМ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕЛЬСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 0,38-10 кВ

I.I. Методика рекомендуется к применению при эксплуатации сельских распределительных сетей 0,38-10 кВ и предназначена для контроля и управления режимом напряжения автоматизированной системой, реализованной на базе КС-10.

Методика включает следующие основные этапы: на первом - осуществляется описание модели сети 10 кВ и идентификация моделей, описывающих характер распределения нагрузки в линиях 0,38 кВ, на втором - выбранные модели используются для оценки качества напряжения и потерь энергии по текущим контролируемым параметрам, на третьем - производится выбор и реализация управляющих воздействий, на четвертом - предусматривается периодический контроль соответствия используемых моделей условиям функционирования системы электроснабжения сельского района (СЭСР). В данном случае под СЭСР понимаются линии электропередачи и трансформаторные подстанции (ТП), передающие электрическую энергию от районной трансформаторной подстанции (РТП) напряжением 35-110/6-10 кВ до электроприемников сельскохозяйственного района.

Цель данной методики - снижение уровня потерь электроэнергии и повышение качества напряжения без дополнительных капитальных вложений в результате максимального использования средств регулирования режимов, имеющихся в распределительной сети.

I.2. Качество напряжения характеризуется объемом электроэнергии, отпущенной потребителям при отклонениях, выходящих за пределы, допустимые ГОСТ 13109-87. Выбор критерия основан на двух положениях: первое - электроэнергия, поставляемая энергоснабжающе организацией как товар, считается качественной, если соблюдаются требования указанного стандарта, второе - экономическая ответственность энергоснабжающей организации в случае отпуска электроэнергии низкого качества пропорциональна объему такой энергии [I]. Выбранный критерий учитывает уровень напряжения на выводах потребителей, а также их весовую характеристику в системе электроснабжения - объем потребленной электроэнергии.

I.3. Количественная оценка качества напряжения в сельской распределительной сети одной РТП определяется по выражению

$$W^{*}_{нк} = \frac{1}{W_{РТП}} \sum_{i=1}^{n_i} \sum_{f=1}^{n_f} W_{нкf}, \qquad (I)$$

где $W^{*}_{нк}$ – относительный объем отпущенной потребителям электроэнергии низкого качества (здесь и далее под $W_{нк}$ понимается электроэнергия, отпущенная потребителям при нарушении допустимых ГОСТ 13109-87 пределов отклонения напряжения), отнесенный к общему объему электроэнергии $W_{РТП}$, отпущенной потребителям с шин РТП; $W_{нкf}$ – объем электроэнергии низкого качества, отпущенной потребителям по f-й линии электропередачи низкого напряжения, отходящей от i-й трансформаторной подстанции; n_i, n_f – соответственно количество ВЛ, отходящих от i-й ТП и количество ТП.

I.4. Локальные оценки качества напряжения на уровне ТП или ВЛ определяются по следующим выражениям:

на уровне ТП

$$W^{*}_{нкi} = \frac{1}{W_{ТПi}} \sum_{f=1}^{n_i} W_{нкf}, \qquad (2)$$

на уровне ВЛ

$$W^{*}_{нкf} = \frac{W_{нкf}}{W_{ВЛf}}, \qquad (3)$$

где $W_{ТПi}$ – объем электроэнергии, отпущенной потребителям с шин i-й ТП; $W_{ВЛf}$ – объем электроэнергии, отпущенной потребителям по f-й ВЛ.

I.5. При анализе качества напряжения в сетевом районе локальные оценки качества напряжения в распределительной сети приводятся к общему объему электроэнергии, отпущенной потребителям с шин РТП. При этом в выражениях (2) и (3) вместо $W_{ТПi}$ и $W_{ВЛf}$ подставляется $W_{РТП}$.

I.6. Потери электрической энергии в СЭСР определяются как

$$\Delta W_{СЭСР} = \Delta W_{РТП} + \sum_{l=1}^{n_l} \Delta W_{ВЛl} + \sum_{i=1}^{n_i} \Delta W_{ТПi} + \sum_{q=1}^{n_q} \Delta W_{КБq} + \sum_{i=1}^{n_i} \sum_{f=1}^{n_f} \Delta W_{ВЛf}, \qquad (4)$$

где $\Delta W_{РТП}$ – потери электрической энергии в трансформаторе РТП; $\Delta W_{ВЛl}$ – потери энергии в l-й ВЛ напряжением 10 кВ; $\Delta W_{ТПi}$ –

потери энергии в трансформаторе i-й ТП; $\Delta W_{КБq}$ - потери энергии в q-й конденсаторной установке, подключенной к шинам ТП; $\Delta W_{ОЛf}$ - потери энергии в f-й ВЛ напряжением 0,38 кВ, отходящей от i-й ТП; n_i - количество ВЛ напряжением 10 кВ; n_q - количество конденсаторных установок.

I.7. Соотношение между потерями электрической энергии в электрических сетях и показателем качества напряжения в СЭСР устанавливается с учетом скидки с тарифа за низкое качество электроэнергии. В этом случае разница между объемом отпущенной потребителю $W_{отп}$ и объемом оплаченной потребителем $W_{опл}$ электроэнергии (без учета коммерческих потерь) составляет "формальные потери"

$$\Delta W_{НК} = W_{отп} - W_{опл}. \qquad (5)$$

Скидка B с тарифа составляет 25% стоимости некачественной энергии [I].

I.8. Общий показатель качества режима распределительной сети за период времени $T(t_0, t_n)$ определяется как сумма

$$P = \Delta W_{СЭСР} + 0,25 W_{НК}. \qquad (6)$$

I.9. Задача управления текущим режимом напряжения на интервале $T(t_0, t_n)$ заключается в выборе таких воздействий, при которых обеспечивается минимум показателя (6), при данном техническом состоянии сети и имеющихся средствах регулирования.

На интервале T оценка режима и выбор управляющих воздействий осуществляются N раз на дискретных интервалах $\Delta t = T/N$ и минимум критерия P обеспечивается минимальными значениями $F(X)$ на каждом шаге Δt

$$f(x) = F_{ВЛ} + F_{ТП} + F_{КБ} + F_{НК} \to min, \qquad (7)$$

$$x_{jmin} \le x_j \le x_{jmax}, \qquad (8)$$

где $F_{ВЛ}$, $F_{ТП}$, $F_{КБ}$, $F_{НК}$ - показатели текущего режима на интервале Δt; $x_j (j = 1,...,3)$ - управляющие воздействия: изменение ступени РПН; изменение надбавки трансформаторов ТП; изменение степени компенсации реактивной мощности (регулируемые конденсаторные батареи, установленные на ТП). В этом случае $F(X, t)$ соответствует оптимальной траектории управления, так как при существовании

оптимальной траектории (или участка траектории), отличной от сформированной, значения функции F должны быть меньшими, чем полученные на интервалах Δt, что невозможно при одном и том же составе оборудования. Таким образом, значение функции F на каждом шаге управления представляет собой сумму прямых ΔP и формальных $\Delta P_{нк}$ потерь мощности.

I.I0. Основой информационного обеспечения автоматизированного управления режимом распределительной сети является комплексная система КС-I0, обеспечивающая контроль текущих параметров режима и передачу режимной информации с контролируемых пунктов, установленных в сети, на диспетчерский пункт и передачу команд в обратном направлении.

2. МОДЕЛЬ ОБЪЕКТА УПРАВЛЕНИЯ

2.I. Математическая модель объекта управления представляет собой набор описаний множества элементов и их взаимосвязей, систем ограничений, описаний целевой функции и алгоритмов определения количественных характеристик функционирования объекта.

2.2. Для построения математической модели распределительной сети СЭСР разбивается на подсистемы, соответствующие структурным элементам объекта управления: S_1 – трансформатор РТП напряжением II0-35/6-I0 кВ с устройством РПН, расположенный в центре питания сети; S_2 – линии электропередачи распределительной сети среднего напряжения; S_3 – понижающие трансформаторные подстанции 6-I0/0,4 кВ с устройствами ПБВ; S_4 – средства компенсации реактивной мощности, установленные на низкой стороне ТП 6-I0/0,4 кВ; S_5 – линии электропередачи распределительной сети низкого напряжения; S_6 – подсистема, отражающая статические характеристики нагрузочных узлов СЭСР (под нагрузочным узлом понимаются шины низкого напряжения ТП).

2.3. Входные управляющие воздействия описываются вектором независимых переменных:

$$X_1 = (X_1, X_2, X_3), \tag{9}$$

$$x_1 \in X_1, \ (x_1: K_v, \ v = \overline{1, n}), \tag{I0}$$

$$x_2 \in X_2, (x_2: K_{ij}, \ i = \overline{1, n_i}, \ j = \overline{1, n_j}), \tag{II}$$

$$x_3 \in X_3, (x_3 : K_{gq},\ g=\overline{1, n_q},\ q=\overline{1, n_q}), \qquad (12)$$

где X_1 – регулирование РПН трансформатора РТП; X_2 – регулирование ПБВ трансформаторов 6-10/0,4 кВ; X_3 – регулирование конденсаторных батарей, установленных на ТП; K_{ν} – ν-й номер регулировочной ступени РПН, K_{ij} – j-й номер ответвления ПБВ i-й трансформаторной подстанции; K_{qq} – q-й номер регулировочной ступени q-й конденсаторной установки.

2.4. Внутренние параметры системы характеризуют схему соединений распределительной сети и параметры ее элементов:

$$H=(H_1, H_2, H_3, H_4, H_5, H_6), \qquad (13)$$

$$h_1 \in H_1, (h_1 : z_{T0}, x_{T0}, D_{T0}, DR_{T0}, E_{T0}, n_{\nu}), \qquad (14)$$

$$h_2 \in H_2, (h_2 : z_{\ell\ell}, x_{\ell\ell}, \ell=\overline{1, n_\ell}), \qquad (15)$$

$$h_3 \in H_3, (h_3 : z_{Ti}, x_{Ti}, D_{Ti}, DR_{Ti}, E_{Ti}, n_j), \qquad (16)$$

$$h_4 \in H_4 (h_4 : B_q, Q_{qq}, n_q), \qquad (17)$$

$$h_5 \in H_5, (h_5 \cdot V_{ij}^{+}, V_{ij}^{-}, C_{0mi}, C_{1mi}, C_{2mi}, C_{3mi}, m=\overline{1, n_m}, C_{\Delta P_g}), \qquad (18)$$

$$h_6 \in H_6, (h_6 \cdot K_{qui}, K_{pui}), \qquad (19)$$

где H_1 – характеризует параметры трансформатора РТП (активное и реактивное сопротивление обмоток – z_{T0}, x_{T0}; активную и реактивную составляющие потерь холостого хода при номинальном напряжении – D_{T0}, DR_{T0}; значение ступени РПН – E_{T0}; количество ступеней РПН – n_{ν}); H_2 – параметры участков ВЛ 6-10 кВ (активное и реактивное сопротивления – $z_{\ell\ell}$, $x_{\ell\ell}$); H_3 – характеризует соответствующие параметры трансформаторов ТП; H_4 – мощность ступени (Q_{qq}) q-й конденсаторной установки и коэффициент потерь активной мощности (B_q); H_5 – характеризует распределение нагрузки ВЛ низкого напряжения по степени электрической удаленности от шин ТП (C_{0m}, C_{1m}, C_{2m}, C_{3m} – коэффициенты модели f-й Р напряжением 0,38 кВ, отходящей от i-й ТП) и допустимые пределы отклонений напряжения, H_6 – активная и реактивная (K_{qui}, K_{pui}) составляющие регулирующего эффекта нагрузки i-й ТП.

2.5. Неуправляемые независимые переменные модели СЭСР

$$B=(B_1, B_2, B_3), \qquad (20)$$

$$\beta \in B_1, \ (\beta_1 : U^*_{эс}), \tag{21}$$

$$\beta_2 \in B_2, \ (\beta_2 : t^o_{ов}), \tag{22}$$

$$\beta_3 \in B_3, \ (\beta_3 : I_{afi}, \ I_{pfi}) \tag{23}$$

отражают воздействия, оказываемые на систему S со стороны энергосистемы – B_1 (напряжение на высокой стороне трансформатора РТП 110-35/6-10 кВ), окружающей среды – B_2 (температура наружного воздуха) и потребителей электрической энергии – B_3 (соответственно активная и реактивная составляющие тока нагрузки головного участка f-й ВЛ НН, отходящей от i-й трансформаторной подстанции).

2.6. Промежуточные управляемые переменные

$$Y = (Y_1, \ Y_2), \tag{24}$$

$$y_1 \in Y_1, \ (y_1 : U_i, \ i = \overline{1, n_i}), \tag{25}$$

$$y_2 \in Y_2, \ (y_2 : U_{fi}, \ f = \overline{1, n_f}), \tag{26}$$

где Y_1 – напряжение на шинах 0,4 кВ i-й трансформаторной подстанции; Y_2 – напряжение (U_{fi}) в конце f-й ВЛ i-й ТП. При реализации управляющих воздействий (9) изменение переменных U_i и U_{fi} будет практически одинаковым и мог бы рассматриваться только один параметр (U_i). Однако их зависимость от воздействий B_3 различна, поэтому с точки зрения контроля качества режима переменная U_{fi} имеет самостоятельное значение.

2.7. Статические характеристики узлов нагрузки учитываются в модели следующим образом:

$$I_{ai\,t+1} = I_{ait}\left(1 + K_{aui}\frac{U_{i\,t+1} - U_{it}}{U_{it}}\right), \tag{27}$$

$$I_{pi\,t+1} = I_{ait}\left(1 + K_{pui}\frac{U_{it+1} - U_{it}}{U_{it}}\right), \tag{28}$$

где $t\,(t+1)$ – моменты времени соответственно до и после реализации управляющего воздействия. В установившемся режиме при отсутствии управляющих воздействий $U_{i\,t+1} = U_{it}$ и воздействия со стороны потребителей определяются установившимися значениями токов.

2.8. Конденсаторные установки поперечной компенсации (при их наличии в нагрузочном узле) моделируются источниками токов, значение которых зависит от количества включенных ступеней и значения напряжения

$$I_{aq} = \frac{B_q\, Q_q\, K_{gq\,t+1}}{U_{it}\left[1 + \frac{E_{T0}}{100}\left(K_{\nu t+1} \quad K_{\nu t}\right)\right]}, \tag{29}$$

$$I_{pq} = -\frac{Q_q \quad K_{gq\,t+1}}{U_i\left[1 + \frac{E_{T0}}{100}\left(K_{\nu t+1} - K_{\nu t}\right)\right]}. \tag{30}$$

2.9. Трансформаторы моделируются Г-образными схемами замещения. При этом ток, потребляемый трансформаторами, определяется потерями в стали. Зависимость мощности холостого хода от подведенного напряжения задается выражением

$$\Delta S_x = \Delta P_x (U/U_н)^2 + \frac{1}{100}(I_x S_н) \quad (U/U_н)^2, \tag{31}$$

где ΔP_x - потери холостого хода, кВт; I_x - ток холостого хода, % от номинального; $S_н$ - номинальная мощность трансформатора, кВ·А. В модели приняты обозначения

$$D_T = \Delta P_x / U_н^2, \quad DR_T = (I_x S_н)/(100\, U_н^2). \tag{32}$$

Тогда

$$I_{axit} = C D_{Ti} U_{it}, \quad I_{pxit} = C DR_{Ti} U_{it}. \tag{33}$$

2.10. Выходными параметрами модели являются составляющие функции качества текущего режима (7), значения которых определяются по известным выражениям в зависимости от тока и напряжения, за исключением $\Delta P_{нк}$ и потерь мощности в сетях низкого напряжения.

2.11. В общей структуре сетевого района РТП отдельная ВЛ низкого напряжения рассматривается как обобщенный потребитель, для которого верхний допустимый предел отклонения напряжения определяется требованиями ближайшего к шинам ТП электроприемника. Нижний допустимый предел отклонения определяется требованиями электроприемника, подключенного в наиболее электрически

удаленной точке ВЛ. В соответствии с ГОСТ 13109-87 в сетях общего назначения, к которым отнесены сети сельских районов, допустимые пределы отклонения напряжения равны $\mp 5\% U_н$.

2.12. При соблюдении в указанных узлах ВЛ нормированных пределов отклонения напряжение считается нормальным для всей совокупности потребителей, подключенных к данной ВЛ.

2.13. При нарушении верхнего допустимого предела отклонения напряжения V^+ в момент времени t суммарная мощность потребителей, получающих электроэнергию низкого качества, по одной ВЛ составит:

$$P_{нкt} = \sum_{i=1}^{n_i} (K_i P_{it}) \quad \begin{matrix} K_i = 1 \text{ при } \Delta U_{it} \le \Delta V_t, \\ K_i = 0 \text{ при } \Delta U_{it} > \Delta V_t \end{matrix} \tag{34}$$

$$\Delta V_t = V_t - V^+, \tag{35}$$

где n_i - количество узлов подключения нагрузки ВЛ низкого напряжения; P_{it} - активная нагрузка i-го потребителя, ΔU_i - потеря напряжения от шин ТП до i-го потребителя; ΔV_t - превышение фактического отклонения напряжения над верхним допустимым пределом; K_i - коэффициент.

При нарушении нижнего предела отклонения напряжения V^-

$$P_{нк} = \sum_{i=1}^{n_i} (K_i P_i) \quad \begin{matrix} K_i = 1 \text{ при } \Delta U_{it} > (U_{ot} - (U_н + V^-)), \\ K_i = 0 \text{ при } \Delta U_{it} < (U_{ot} - (U_н + V^-)) \end{matrix}, \tag{36}$$

где U_{ot} - напряжение на шинах ТП.

Поэтому при оценке качества напряжения по данной методике для характеристики распределения мощности потребителей в сети используется значение их электрической удаленности ΔU_i от шин ТП. Распределение суммарной нагрузки ВЛ по электрической удаленности описывается полиномом третьей степени

$$P_л^* = C_0 + C_1 \Delta U^* + C_2 (\Delta U^*)^2 + C_3 (\Delta U^*)^3, \tag{37}$$

где C_0 , C_1 , C_2 , C_3 - коэффициенты; $P_л^*$ - относительная суммарная нагрузка ВЛ, расположенная в пределах относительной потери напряжения ΔU^*. Зависимость (37) приводится к единичному интервалу по потере напряжения, до наиболее удаленного потребителя. Коэффициенты уравнения (37) определяются на стадии идентификации действующей ВЛ низкого напряжения.

2.I4. Для оценки суммарных потерь мощности в линии электропередачи низкого напряжения в момент t используется соотношение

$$\Delta P_t = K\left[I_{a\Sigma t} U_{ot} - \sum_{i=1}^{n_i} (I_{ait} U_{it})\right] \qquad (38)$$

или

$$\Delta P_t = K\left[I_{a\Sigma t} U_{ot} - \sum_{i=1}^{n_i} \left[I_{ait} (U_{ot} - \Delta U_{it})\right]\right], \qquad (39)$$

где K – коэффициент; $I_{a\Sigma t}$ – ток головного участка ВЛ; I_{ait} – активная составляющая тока нагрузки i-го потребителя. После преобразований

$$\Delta P_t = K \sum_{i=1}^{n_i} (I_{ait} \Delta U_{oit}) \qquad (40)$$

или

$$\Delta P_t = K I_{a\Sigma t} \Delta U_{o\Sigma t} \sum_{i=1}^{n_i} (I^*_{ait} \Delta U^*_{it}), \qquad (41)$$

где I^*_{ait} ΔU^*_{it} – относительные значения соответствующих параметров ($I^*_{ait} = I_{ait} / I_{a\Sigma t}$, $\Delta U^*_{it} = \Delta U_{it} / \Delta U_{o\Sigma t}$)

В выражении (41) значения $I_{a\Sigma t}$ и $\Delta U_{o\Sigma t}$ известны по результатам текущих измерений сумма – характеризует относительные потери мощности $\hat{C}_{\Delta P t}$ в линии. Коэффициент относительных потерь мощности $\hat{C}_{\Delta P t}$ определяется на этапе идентификации действующей ВЛ низкого напряжения.

3. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

3.I. Под идентификацией объекта понимается построение математической модели, отражающей связи между выходными и входными переменными объекта и позволяющей определять с заданной точностью выходные переменные объекта по входным переменным.

3.2. Решение задачи идентификации связано с получением данных о входных и выходных переменных объекта, охватывающих весь диапазон изменений входных переменных. Измерения на входе и выходе производятся синхронно в условиях нормального функци-

онирования объекта. Идентификация ВЛ низкого напряжения предусматривает проведение исследований режимов действующей ВЛ 0,38 кВ методом пассивного эксперимента с полным контролем режимных параметров по следующему алгоритму.

3.3. Установка КП системы КС-10 в узлах ВЛ 0,38 кВ и на трансформаторной подстанции. Схема расстановки КП должна обеспечивать контроль полных токов нагрузок потребителей и головного участка ВЛ, коэффициентов мощности нагрузок потребителей и нагрузки головного участка ВЛ, напряжений в узлах подключения нагрузок потребителей и на шинах ТП. Под узлом подключения потребителей в данном случае понимается точка присоединения трехфазного ввода потребителя или точка разделения трехфазной сети на участки с неполнофазным исполнением.

3.4. Указанные в п.2.3 параметры фиксируются на получасовых интервалах в течение 2 сут. (n=96).

3.5. Анализируется электрическая удаленность нагрузочных узлов по зонам суток (дневной, вечерней) и выделяются узлы, имеющие максимальную удаленность. При количестве выделенных узлов более одного пп.3.6-3.12 выполняются по каждому из выделенных узлов.

3.6. На основе накопленных данных по методу наименьших квадратов (МНК) подбираются коэффициенты A_0, A_1 линейного уравнения

$$\Delta V_{on} = A_0 + A_1 \quad I_1 \tag{42}$$

и вычисляется остаточная дисперсия

$$s^2_{ost} = \frac{1}{n-2} \sum_{i=1}^{n} (\Delta V_{oni} - \Delta \hat{V}_{oni})^2, \tag{43}$$

3.7. Оценка значимости коэффициентов уравнения (42) по F-критерию

$$F_p = \frac{s^2_y}{s^2_{ost}}, \tag{44}$$

где s^2_y – общая дисперсия зависимой переменной

$$s^2_y = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n} (\Delta V_{oni} - \Delta \bar{V}_{on})^2. \tag{45}$$

При незначимых коэффициентах, т.е. при

$$F_p < F_{T\,0,05}, \tag{46}$$

где $F_т$ – табличное значение F-критерия [2], возврат к п.3.4 и проведение дополнительных наблюдений.

3.8. Оценка погрешности модели по средневзвешенной ошибке аппроксимации

$$e_{св} = \frac{1}{n * \Delta\bar{U}_{on}} \sum_{i=1}^{n} \left| \frac{\Delta U_{oni} - \Delta\hat{U}_{oni}}{\Delta\bar{U}_{on}} \right| \qquad (47)$$

при

$$e_{св} > e_д , \qquad (48)$$

где $e_д$ – допустимое значение погрешности, возврат к п.3.4 и проведение дополнительных наблюдений.

3.9. Определяется ширина интервалов разбиения диапазона разброса значений ΔU_{on} вокруг линии регрессии (42)

$$\Delta U_m = 4s/N_m, \quad (N_m = 1,\dots,5), \quad s = \sqrt{s^2_{ост}}, \qquad (49)$$

где N_m – количество интервалов разбиения.

3.10. По накопленным данным для каждого m-го интервала разбиения подбираются (по МНК) коэффициенты C_0, C_1, C_2, C_3 уравнения вида (37).

3.11. Оценивается значимость коэффициентов уравнений вида (37) по F-критерию. При незначимых коэффициентах, т.е. при $F_р < F_{т\ 0,05}$, возврат к п.3.4 и проведение дополнительных наблюдений.

3.12. Оценка погрешности моделей вида (37) по средневзвешенной ошибке аппроксимации. При $e_{св} > e_д$ возврат к п.3.4 и проведение дополнительных наблюдений.

3.13. Переход к следующему этапу.

4. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

4.1. Оценка качества напряжения.

4.1.1. Установка КП в сети 0,38 кВ. Распределение КП должно обеспечивать контроль параметров режима на головных участках и в наиболее электрически удаленных узлах ВЛ.

4.1.2. С заданной дискретностью автоматизированной системой управления измеряются режимные параметры. Текущие значения напряжений в контролируемых узлах сравниваются с допустимыми преде-

лами. При отсутствии нарушений допустимых пределов напряжение считается удовлетворительным для всех потребителей, подключенных к данной ВЛ.

4.I.3. При нарушении допустимых пределов определяется текущее превышение пределов:

верхнего

$$\Delta V_t^{*+} = (V_t - V^+)/\Delta U_{on}. \qquad (50)$$

или нижнего

$$\Delta V_t^{*-} = (V^- - V_t)/\Delta U_{on}. \qquad (51)$$

4.I.4. По модели вида (42), коэффициенты которой определены на предшествующем этапе, определяется номер интервала m, которому соответствует текущее значение потери напряжения от шин ТП до наиболее удаленного узла ВЛ.

4.I.5. Оценка доли суммарной мощности нагрузки ВЛ, подключенной в зоне напряжения низкого качества по модели вида (37), коэффициенты которой определены на предыдущем этапе:

при $\Delta V_t^{*+} > 0$ и $\Delta V_t^{*-} = 0$

$$P_{нкt}^{*+} = C_0 + C_1 \Delta V_t^{*+} + C_2 (\Delta V_t^{*+})^2 + C_3 (\Delta V_t^{*+})^3, \qquad (52)$$

при $\Delta V_t^{*+} = 0$ и $\Delta V_t^{*-} > 0$

$$P_{нкt}^{*-} = 1 - (C_0 + C_1 (1 - \Delta V_t^{*-}) + C_2 (1 - \Delta V_t^{*-})^2 + C_3 (1 - \Delta V_t^{*-})^3, \qquad (53)$$

при $\Delta V_t^{*+} = 0$ и $\Delta V_t^{*-} = 0$

$$P_{нкt}^{*+} = 0, \quad P_{нкt}^{*-} = 0. \qquad (54)$$

4.I.6. Оценка качества напряжения для совокупности ВЛ, отходящих от одной ТП

$$P_{нкТПt}^{+} = \sum_{f=1}^{n_f} \rho_{ft} P_{нкft}^{*+}, \qquad (55)$$

$$P_{нкТПt}^{-} = \sum_{f=1}^{n_f} \rho_{ft} P_{нкft}^{*-}, \qquad (56)$$

где n_f - количество ВЛ, отходящих от ТП, ρ_{ft} - мощность активной нагрузки головного участка f-й ВЛ в момент времени t.

4.I.7. Оценка качества напряжения в совокупности сетей низкого напряжения одной РТП

$$P^{+}_{нкРТПt} = \sum_{i=1}^{n_i} P^{+}_{нкТПit}, \quad P^{-}_{нкРТПt} = \sum_{i=1}^{n_i} P^{-}_{нкТПit}. \qquad (57)$$

4.1.8. Дискретные оценки качества напряжения (52)-(57) накапливаются и суммируются на заданном интервале наблюдений (месяц, квартал, год).

4.2. Оценка потерь мощности в распределительной сети.

4.2.1. Потери мощности в элементах сети напряжением 10 кВ, трансформаторах ТП и КБ оцениваются по описанным параметрам модели ($H = H_1, H_2, H_3, H_4$) и текущим значениям режимных параметров (активных и реактивных токов и напряжений).

4.2.2. Потери мощности в ВЛ низкого напряжения оцениваются по текущим значениям тока $I_{\Delta ft}$, потерям напряжения ΔU_{onft} и значению относительных потерь мощности $C_{\Delta Pf}$, определенных на этапе идентификации ВЛ

$$\Delta P_{ft} = K I_{\Delta ft} \Delta U_{onft} C_{\Delta Pf}, \qquad (58)$$

4.2.3. Оценка потерь мощности в сети низкого напряжения одной ТП

$$\Delta P_{0,38lt} = \sum_{f=1}^{n_f} \Delta P_{ft}. \qquad (59)$$

4.3. Общий показатель качества текущего режима $F(X)$ в момент времени t определяется по выражению

$$F(X) = \Delta P_{РТП} + \sum_{l=1}^{n_l} \Delta P_l + \sum_{l=1}^{n_l} \Delta P_{ТПl} + \sum_{q=1}^{n_q} \Delta P_{КБq} + \sum_{i=1}^{n_i} \Delta P_{0,38i} + \beta(P^{+}_{нк} + P^{-}_{нк}). \qquad (60)$$

Примечание. В выражении (60) индекс t опущен.

5. АЛГОРИТМ ВЫБОРА УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА РЕЖИМ НАПРЯЖЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

5.1. Специфика средств регулирования режимов сельских распределительных сетей обусловливает дискретность управления, а область регулирования определяется графом переключений регулирующих устройств G_x.

5.2. Возможности реализации управляющих воздействий по отдельным компонентам вектора $X = (X_1, X_2, X_3)$ неодинаковы. Управ-

ление по X_1 и X_3 выполняется в автоматическом режиме с передачей сигнала управления соответствующим исполнительным устройствам по каналу ТУ.

5.3. Для реализации управляющих воздействий по X_2 требуется значительный период времени, к тому же необходимость изменения надбавок трансформаторов ТП возникает в течение года лишь несколько раз, в связи с сезонными колебаниями нагрузки. Поэтому при автоматическом управлении оптимизация режима и выбор управляющих воздействий производятся при условии $X_2 = const$.

5.4. В этом случае количество возможных сочетаний положений переключателей регулирующих устройств составит

$$C = N_{рпн} \sum_{q=1}^{n_q} K_{кбq}, \qquad (61)$$

где $N_{рпн}$ - количество ступеней устройства РПН трансформатора РТП; $K_{кбq}$ - количество ступеней q-й конденсаторной установки, а количество исследуемых вариантов составит $C_{ис} = C - 1$.

5.5. При выборе текущих управляющих воздействий исследуется не весь граф G_x, а ограниченная часть - подграф $G_{x0} \subset G_x$, так как система постоянно контролирует параметры режима и реализует соответствующие управляющие воздействия, и параметры режима близки к оптимальным, соответствующим текущему техническому состоянию сети.

5.6. Оптимизация текущего режима заключается в выборе таких элементов G_{xn}, при которых

$$F(X) = \min_{(G_{xn})} (\rho_1 + \rho_2 + \rho_3 + \rho_4 + \rho_5 + \rho_6 + \rho_7 + \rho_8 + \rho_9 + \rho_{10}), \qquad (62)$$

где $\rho_1 - \rho_5$ - составляющие, рассчитанные по модели СЭСР: ρ_1 - потери мощности в трансформаторе РТП; ρ_2 - потери в ВЛ среднего напряжения; ρ_3 - потери в трансформаторах ТП; ρ_4 - потери в средствах компенсации реактивной мощности; ρ_5 - потери в ВЛ низкого напряжения; $\rho_6 - \rho_{10}$ - штраф за низкое качество напряжения (превышение пределов отклонения в сети низкого напряжения: верхнего нормально допустимого - ρ_6 ; нижнего нормально допустимого - ρ_7 ; верхнего максимально допустимого - ρ_8 ; нижнего максимально допустимого - ρ_9 ; превышение верхнего допустимого предела установленного ответвления трансформатора ТП - ρ_{9+0}).

5.7. Подграф управляющих воздействий формируется на основе анализа текущего режима сети, в результате которого определяются общий показатель качества режима и направление поиска управляющих воздействий. Анализ выполняется по следующему алгоритму. Анализируются значения составляющих, характеризующих качество напряжения.

5.7.1. Если

$$(\rho_8 > 0) \cup (\rho_{10} > 0) \tag{63}$$

(наличие нагрузочных узлов с отклонениями напряжения выше максимально допустимого верхнего предела или трансформаторов с превышением верхнего допустимого предела), режим считается аварийным по верхнему пределу, и система переходит к выработке управляющих воздействий, обеспечивающих снижение напряжения до нормально допустимых пределов.

5.7.2. Если

$$(\rho_8 = 0) \cap (\rho_9 = 0) \cap (\rho_{10} = 0) \cap (\rho_6 > 0) \cap (\rho_7 = 0) \tag{64}$$

(наличие нагрузочных узлов с отклонениями напряжения выше нормально допустимых), режим считается ненормальным по верхнему пределу, и система переходит к поиску управляющих воздействий, обеспечивающих минимум критерия (62).

5.7.3. Если

$$[(\rho_9 > 0) \cup (\rho_7 > 0)] \cap (\rho_8 = 0) \cap (\rho_{10} = 0) \cap (\rho_6 = 0), \tag{65}$$

(наличие нагрузочных узлов с отклонениями напряжения за нижние нормально или максимально допустимые пределы), режим считается ненормальным по нижнему пределу, и система переходит к поиску управляющих воздействий, обеспечивающих минимум критерия (62).

5.7.4. Если

$$(\rho_8 = 0) \cap (\rho_{10} = 0) \cap (\rho_6 > 0) \cap [(\rho_7 > 0) \cup (\rho_9 > 0)], \tag{66}$$

сравниваются составляющие ρ_6 и ρ_7, или ρ_6 и ρ_0. Если

$$(\rho_6 < \rho_0) \cup (\rho_6 < \rho_7), \tag{67}$$

режим считается ненормальным по нижнему пределу отклонения напряжения. Если

$$(\rho_6 > \rho_9) \cup (\rho_6 > \rho_7), \tag{68}$$

режим считается ненормальным по верхнему пределу.

5.8. Алгоритм поиска оптимального управления состоит из последовательности шагов, исследующих область вокруг базисной точки.

5.8.1. Координатами базисной точки являются текущие положения переключателей регулирующих устройств K_y, K_{gg}, а значение шага одинаково для всех управляющих переменных и равно I.

5.8.2. Каждая входная управляющая переменная изменяется по очереди на один шаг. Если это не приводит к резкому увеличению функции (62), то для данной переменной фиксируется новое значение.

5.8.3. Резкое возрастание функции обусловлено составляющими ρ_8, ρ_{10} каждая из которых может принимать только два значения

$$\rho_8 = 0 \quad при \quad V_t^+ < V_{max}^+, \tag{69}$$

$$\rho_{10} = 0 \quad при \quad V_{тр t}^+ < V_{тр}^+, \tag{70}$$

$$\rho_8 = \infty \quad при \quad V_t^+ > V_{max}^+, \tag{71}$$

$$\rho_{10} = \infty \quad при \quad V_{тр t}^+ > V_{тр}^+, \tag{72}$$

5.8.4. Каждому промежуточному m-у шагу соответствует промежуточное значение функции (62), которое сравнивается со значением функции в базисной точке. Если промежуточное значение $F(x)_m < F(X)_б$, то координаты новой базисной точки равны значениям управляющих переменных на m-м шаге.

5.8.5. Пошаговая процедура повторяется до момента, когда ни по одной переменной не может быть выполнен очередной шаг из-за резкого возрастания функции (62), или когда управляющие переменные принимают свои крайние значения ($x_{j\,min}$, $x_{j\,max}$).

5.8.6. Элементы вектора управляющих переменных, соответствующие точке, для которой зафиксировано наименьшее значение показателя качества режима, сравниваются с элементами вектора X текущего режима и формируется выходной сигнал управления.

6. ВЫБОР РЕГУЛИРОВОЧНЫХ ОТВЕТВЛЕНИЙ ПБВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП 6-10/0,4 кВ

6.1. Алгоритм выбора регулирующих ответвлений трансформаторов ТП предусматривает коррекцию надбавок при ведении режима сети с использованием принципа адаптивности к сезонным колебаниям нагрузки. Задача заключается в отслеживании и выявлении влияния сезонной составляющей изменений нагрузки на принятый показатель качества режима и прогнозировании этого влияния на основе накопленной информации.

6.2. Для каждой трансформаторной подстанции рассчитывается весовой коэффициент каждого регулировочного ответвления ПБВ. Весовой коэффициент j-го ответвления i-й ТП за период наблюдений определяется по выражению

$$B_i(E_j)=\frac{\sum_{d=1}^{\mathcal{D}}\left[\sum_{t=1}^{n_t}\left(\sum_{f=1}^{n_f}P_{нкftj}\right)_t\right]_d}{M}, \qquad (73)$$

где $\mathcal{D}$ – количество суток, за которые рассчитываются коэффициенты; n_t – количество интервалов наблюдений в сутки. Методика определения значений $P_{нкftj}$ изложена в разд.4. При определении значений $P_{нкftj}$ для j-го ответвления фактический уровень напряжений U_{oi}, U_{nfi} изменяются на разность между значениями фактически установленной надбавки и надбавки, соответствующей номеру ответвления, для которого производится расчет. В качестве переменной M может быть принято значение потребленной за период $\mathcal{D}$ в i-м нагрузочном узле электроэнергии

$$M=\sum_{d=1}^{\mathcal{D}}\left[\sum_{t=1}^{n_t}(P_i)_t\right]_d, \qquad (74)$$

где P_i – активная мощность нагрузки i-й ТП на t-м интервале управления. Показатель вида (73) является локальным.

6.3. Для сопоставления качественных показателей режима между отдельными трансформаторными подстанциями вычисляется весовой коэффициент вида

$$B_i(E_j)=\sum_{d=1}^{\mathcal{D}}\sum_{t=1}^{n_t}\left[\frac{\sum_{f=1}^{n_f}P_{нкftj}}{\sum_{l=1}^{n_l}P_{нкli}}\right]_{ta}, \qquad (75)$$

где $P_{нит}$ – суммарная мощность потребителей, получающих энергию при отклонениях напряжения за допустимые пределы по i-й ТП, рассчитанная на t-м интервале при фактической надбавке трансформатора. За расчетный принят недельный интервал ($D=7$).

6.4. На следующем этапе сравниваются весовые коэффициенты ответвлений трансформатора i-й ТП за предшествующие периоды (четыре недели) и прогноз на предстоящий период.

6.5. Полученные значения коэффициентов $\beta_i(E_j)_m$, где m – номер недели, образуют ряды, характеризующие динамику весовых показателей во времени, что позволяет оценить направление и интенсивность их изменений.

6.6. На исследуемом интервале времени проводится процедура сглаживания ряда, которая снижает влияние случайных факторов и заключается в подборе аналитического выражения

$$y(t) = f(t) + \xi, \qquad (76)$$

где $f(t)$ – неслучайная функция времени – тренд; ξ – случайная компонента.

6.7. Модель (76) используется для экстраполяции значений весовых коэффициентов на один шаг и описывается функциями вида

$$y(t) = a_0 + a_1 t + \xi, \qquad (77)$$

$$y(t) = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + \xi, \qquad (78)$$

где $y(t)$ – прогнозируемая величина; a_0, a_1, a_2 – коэффициенты. Коэффициенты этих моделей вычисляются сравнительно просто и имеют явный смысл.

6.8. Принятие решения о необходимости изменения надбавки основывается на сравнении графиков $\beta_i(E_j) = f_{ij}(t)$ и выборе того регулировочного ответвления, которому соответствует график, имеющий меньшую ординату на прогнозируемом интервале.

6.9. Если количество ответвлений трансформатора i-й ТП, имеющих минимальные значения весовых коэффициентов, $n > 1$, то переключатель ПБВ должен устанавливаться в положение, допускающее более высокий уровень напряжения в сети 10 кВ

$$E_i = \min \langle E_{ij} \rangle_n. \qquad (79)$$

Выполнение условия (79) позволяет формировать верхнюю допусти-

мую границу диапазона регулирования напряжения в центре питания СЭСР.

6.10. Нижняя граница диапазона регулирования напряжения в центре питания формируется в соответствии с п.6.8.

6.11. Поскольку реализация управляющих воздействий по в автоматическом режиме невыполнима, значения управляющих переменных, входящих в X_2, формируются в виде таблицы, содержащей текущие и рекомендуемые надбавки трансформаторов ТП. Принятие решения об изменении надбавок трансформаторов и его реализация осуществляются эксплуатационным персоналом.

7. КОРРЕКТИРОВКА МОДЕЛЕЙ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ УСЛОВИЙ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

7.1. Коэффициенты и параметры рассматриваемых моделей соответствуют условиям функционирования действующей СЭСР только на некотором временном интервале. Эти условия не остаются постоянными, что объясняется сезонными и годичными изменениями уровней нагрузок, а также изменениями схем сетей среднего и низкого напряжения и их параметров при реконструкции.

7.2. При реконструкции сетей коррекция используемых моделей проводится по мере ввода сетей в длительную эксплуатацию.

7.3. При изменении нагрузок необходимость коррекции моделей определяется на основе периодически проводимой процедуры оценки соответствия моделей контролируемым процессам.

7.4. Критерием оценки является относительная ошибка модели вида (42), определяемой по формуле

$$e_0 = \frac{1}{n_K} \sum_{K=1}^{n_K} \left| \frac{Y_K - \hat{Y}_K}{Y_K} \right| \cdot 100\%. \qquad (80)$$

При $e_0 < 10\%$ модель считается удовлетворительной.

7.5. Корректировка используемых моделей заключается в редактировании описания элементов сетей среднего напряжения или установлении новых значений коэффициентов моделей ВЛ 0,38 кВ на основе специальных наблюдений по приведенному выше алгоритму идентификации (разд.3).

Список литературы

1. Правила пользования электрической и тепловой энергией. М.: Энергоатомиздат, 1982.

2. Ли Т.Г., Адамс Г.Э., Гейнз У.М. Управление процессами с помощью вычислительных машин. Моделирование и оптимизация. М.: Советское радио, 1972.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Введение 3

I. Общие положения методики управления текущим режимом напряжения в сельских распределительных сетях 0,38–10 кВ 6

2. Модель объекта управления 9

3. Идентификация линий электропередачи низкого напряжения 14

4. Оценка качества текущего режима распределительной сети 16

5. Алгоритм выбора управляющих воздействий на режим напряжения распределительной сети 18

6. Выбор регулировочных ответвлений ПБВ трансформаторов ТП 6–10/0,4 кВ 22

7. Корректировка моделей при изменении условий функционирования действующей электрической распределительной сети 24

Список литературы. 25

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО УПРАВЛЕНИЮ КАЧЕСТВОМ НАПРЯЖЕНИЯ
В СЕЛЬСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 0,38-10 кВ
В РЕАЛЬНОМ МАСШТАБЕ ВРЕМЕНИ

Редактор В.К.Журавлева
Технический редактор А.К.Гололобова
Корректор Т.А.Гудкова

Подп. в печать 18.01.91г. Формат бум. 60x90/16 Объем 1,75 п.л.
Тираж 300 экз. Заказ 1167 Цена 40 коп.

Типография ВАСХНИЛ

gost.e-ecolog.ru