

Т. Т. Оморов, чл.-корр., д-р техн. наук, проф., зав. лаб., omorovtt@mail.ru,  
Б. К. Такырбашев, канд. техн. наук, ст. науч. сотр., b.takyrbashev@gmail.com,

Т. Дж. Койбагаров, аспирант, koibagarov@bk.ru,

Национальная академия наук Кыргызской Республики, Институт машиноведения и автоматике,  
г. Бишкек, Кыргызская Республика

## Управление потерями электроэнергии в распределительных сетях в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии

*Рассматривается задача управления потерями электроэнергии в распределительных электрических сетях (РЭС), функционирующих в условиях несимметрии токов и напряжений. Как известно, фактор несимметрии приводит к значительным потерям активной мощности, и, как следствие, снижается эффективность и технико-экономические показатели РЭС. Целью управления является минимизация технических потерь энергии в РЭС на основе создания системы автоматического управления (САУ) процессом симметрирования трехфазной сети в структуре автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Последние в настоящее время широко внедряются для автоматизации информационных процессов в РЭС. Однако в составе АСКУЭ отсутствуют технологии, предназначенные для решения рассматриваемой проблемы. Предлагается метод построения цифрового регулятора САУ, основная функция которого заключается в поддержании фазных токов на входе сети на заданном уровне в режиме реального времени. Концепция метода основана на идее желаемого перераспределения потоков электроэнергии между фазами РЭС путем соответствующего переключения однофазных потребителей (абонентов) так, чтобы обеспечивался минимальный разброс фазных токов от их заданного уровня. Для достижения цели управления построены критериальные функции, определяющие качественные показатели функционирования САУ. Разработаны алгоритмы функционирования цифрового регулятора и формирования управляющих воздействий на объект. Последние представляют собой цифровой код, содержащий данные о координатах счетчиков электроэнергии абонентов трехфазной сети, подлежащих переключению на другую фазу.*

**Ключевые слова:** трехфазная распределительная сеть, несимметричный режим, управление потерями электроэнергии, цифровой регулятор, алгоритм управления

### Введение

В настоящее время в целях автоматизации и информатизации процессов в распределительных электрических сетях (РЭС) активно внедряются новые цифровые технологии в виде автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) [1], которые являются элементами технологии Smart Grid [2]. Анализ функциональной структуры существующих (традиционных) АСКУЭ показывает, что они, главным образом, выполняют функции измерений и коммерческого учета электроэнергии и относятся к классу информационно-измерительных систем, в составе которых нет средств, предназначенных для решения проблемы симметрирования трехфазных РЭС. В то же время большинство РЭС напряжением 0,4 кВ функционируют в условиях несимметрии токов и напряжений [3–5], что приводит к неоптимальности их режимов работы. Несимметричность РЭС является следствием разбалансировки нагрузок и неравномерного их распределения по фазам трехфазной сети, что является одним из главных факторов, приводящих к повышенным потерям активной мощности в сети и на трансформаторных под-

станциях (ТП) [6, 7]. При этом ухудшается качество электроэнергии, а также увеличивается вероятность выхода из строя бытовой техники и промышленных установок [8]. Для решения проблемы симметрирования РЭС предложен ряд технологий [9–12], которые не нашли широкого практического применения из-за их сложности и недостаточной эффективности. В работах [13–15] предложен один из возможных подходов к ее решению на основе создания цифровой системы автоматического управления (САУ) процессом симметрирования сети в составе концентратора данных (КД) АСКУЭ. Как известно, в традиционных АСКУЭ КД, в основном, реализуют функцию сбора данных с группы счетчиков электроэнергии, установленных у абонентов сети, а также выполняют вычислительные операции, связанные с коммерческим учетом электроэнергии. Рассматриваемый подход предусматривает, что на КД возлагается дополнительная функция цифрового управления, обеспечивающего требуемое перераспределение потоков электроэнергии между фазами сети путем переключения однофазных нагрузок с более нагруженной фазы на менее нагруженную. При этом необходимо, чтобы счетчики электроэнергии в своем соста-

ве имели коммутаторы фазных токов (КФТ). Создание таких КФТ является реальной задачей, так как современные однофазные и трехфазные счетчики [16, 17] имеют реле с мощными контактами до 100 А, которые можно использовать для переключения электроприемников с одной фазы на другую [14, 15].

Целью данной работы является развитие указанного подхода для решения задач управления потерями электроэнергии в РЭС.

### Постановка задачи управления

Рассмотрим трехфазную четырехпроводную распределительную сеть, к которой подключены питающая трансформаторная подстанция (ТП) и группа из  $n$  счетчиков электроэнергии  $\{Сч_{vk}\}$ , установленных у однофазных потребителей. Условная схема показана на рис. 1, где  $k, v$  — индексные переменные, обозначающие соответственно номера фаз  $A, B, C$  ( $k = \overline{1,3}$ ) и нагрузок (электроприемников) абонентов сети ( $v = \overline{1,n}$ );  $\tilde{I}_k$  — синусоидальный мгновенный ток на входе  $k$ -й фазы;  $Z_{vk}$  — обозначение нагрузки с координатой  $(v, k)$ ;  $\tilde{I}_{vk}, \tilde{U}_{vk}$  — мгновенные ток и напряжение на нагрузке  $Z_{vk}$ ;  $\tilde{J}$  — мгновенный ток в нейтральном проводе; КФТ $_{vk}$  — коммутатор фазных токов счетчика Сч $_{vk}$ .

Далее принимаются следующие предположения:

1) трехфазная сеть функционирует в условиях несимметрии токов и напряжений;

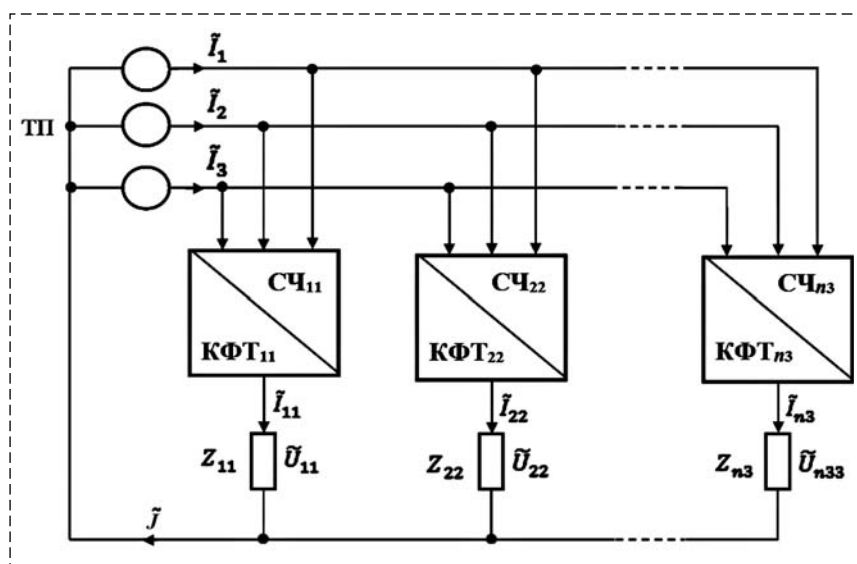


Рис 1. Условная схема РЭС

Fig. 1. Conditional scheme of the distribution electric network

2) в составе счетчиков электроэнергии (Сч $_{vk}$ ) имеются коммутаторы фазных токов (КФТ $_{vk}$ );

3) концентратор (КД) в дискретные моменты времени  $t = t_\xi$  ( $\xi = 1, 2, \dots$ ) периодически опрашивает головной трехфазный счетчик электроэнергии (Сч $^{ТП}$ ) и ряд счетчиков абонентов, подключенных к фазам  $A, B, C$  и записывает в базу данных АСКУЭ действующие значения токов  $I_k$  и  $I_{vk}$ , протекающих на входах РЭС и через нагрузки абонентов сети.

Задача заключается в синтезе алгоритма цифрового управления процессом симметрирования РЭС, т.е. в определении закона функционирования цифрового регулятора, формирующего управляющий сигнал  $u$  на объект.

### Решение задачи управления

Решение сформулированной выше задачи управления включает следующие основные этапы:

1. Выбор критерия оптимизации режима работы РЭС.
2. Ситуационный анализ объекта.
3. Формирование критериальных функций.
4. Построение алгоритма минимизации критериальных функций.
5. Формирование управляющего сигнала на объект.
6. Определение структуры цифрового регулятора САУ.

*Выбор критерия оптимизации режима работы РЭС.* Как известно [3, 18], условием симметричности трехфазной четырехпроводной

распределительной сети является отсутствие тока в нулевом проводе. В несимметричном режиме действующее значение указанного тока может достигать значительной величины из-за разбаланса фазных токов  $\tilde{I}_k$ , ( $k = \overline{1,3}$ ). При этом чем меньше значение действующего тока  $J$ , тем выше уровень симметричности сети и ниже активные потери мощности в ней. Следовательно, качество и эффективность функционирования РЭС можно оценить с помощью следующей целевой (критериальной) функции:

$$E = J. \quad (1)$$

Таким образом, минимизируя значение показателя качества  $E$ , можно добиться оптимизации режима работы распределительной сети. Для этой цели целесообразным является построение цифрового регулятора САУ в составе КД. Его основная функция состоит в определении координат таких нагрузок (электроприемников), переключения которых с одной фазы на другую обеспечивает минимизацию критериальной функции  $E$ . В результате такой процедуры формируется управляющее воздействие  $u$  на технологический объект, включающий группу нагрузок  $\{Z_{vk}\}$  абонентов сети, к которым подключены счетчики электроэнергии  $\{Сч_{vk}\}$ . При этом сигнал управления  $u$  представляет собой командный цифровой код, который формируется на основе векторов  $\Phi = [\Phi_1, \Phi_2]$  и  $\beta$ , где  $\Phi_1, \Phi_2$  — номера (наименования) пары фаз, в которых необходимо осуществить переключение абонентов сети с более нагруженной фазы ( $\Phi_1$ ) на менее нагруженную ( $\Phi_2$ );  $\beta$  — вектор, составленный из адресов (номеров) абонентов фазы  $\Phi_1$ , подлежащих переключению. Этот управляющий сигнал  $u$  по каналу связи передается соответствующим абонентским счетчикам электроэнергии, которые в своем составе имеют коммутаторы фазных токов (КФТ), предназначенные для осуществления требуемых переключений нагрузок с одной фазы на другую. КФТ являются исполнительными органами в системе управления [14, 15].

**Ситуационный анализ объекта.** Анализ показывает, что использование математической модели РЭС [5, 14] для оптимизации ее режимов работы на основе комплексного представления их переменных приводит к усложнению процедуры решения сформулированной выше задачи. В связи с этим для упрощения ее решения целесообразным является использование только измерительных данных о действующих значениях токов  $I_k$  и  $I_{vk}$ , протекающих на входах РЭС и через нагрузки абонентов сети. При этом отпадает необходимость идентификации модели объекта. Теперь введем в рассмотрение следующие разности:

$$e_k = I_k - I_0, k = \overline{1,3}, \quad (2)$$

где  $I_k$  — действующее значение тока  $\tilde{I}_k$ ;  $I_0$  — среднее значение токов на входах фаз, определяемое формулой

$$I_0 = (I_1 + I_2 + I_3)/3. \quad (3)$$

Отметим, что величины  $e_k$ , определяемые выражением (2), по существу представляют собой ошибки управления, которые в процессе управления должны стремиться к нулю. При этом действующие токи  $I_k$ , протекающие в головных участках сети, определяются по формулам

$$I_k = I_0 + e_k, k = \overline{1,3}.$$

Отсюда видно, что при  $e_k \rightarrow 0$  фазные токи  $I_k \rightarrow I_0$ , что приводит к минимизации действующего тока  $J$ , протекающего в головном участке нулевого провода трехфазной сети. Таким образом, задача оптимизации режима работы распределительной сети в каждом интервале  $[t_\xi, t_{\xi+1}]$  сводится к минимизации ошибок управления (невязок)  $e_k$ , где  $k = \overline{1,3}$ .

По результатам вычисления невязок  $e_k$  можно выделить следующие случаи:

- **Ситуация 1.** Один из компонентов вектора ошибки управления имеет положительное значение  $e = [e_1, e_2, e_3]$ , а другой — отрицательное, третий — равен нулю. Например,  $e_1 > 0, e_2 < 0, e_3 = 0$ , что показано на рис. 2, а. В данном случае перегружена фаза А, следовательно, необходимо переключить ее абонентов на фазу В, что в дальнейшем обозначим  $A \rightarrow B$  ( $\Phi_1 = A, \Phi_2 = B$ ). При этом фаза С должна сохранять прежнее состояние, так как  $e_3 = 0$ .
- **Ситуация 2.** Две компоненты вектора невязки  $e$  положительны, а третья имеет отрицательное значение. Например,  $e_1 > 0, e_2 > 0, e_3 < 0$  (рис. 2, б).

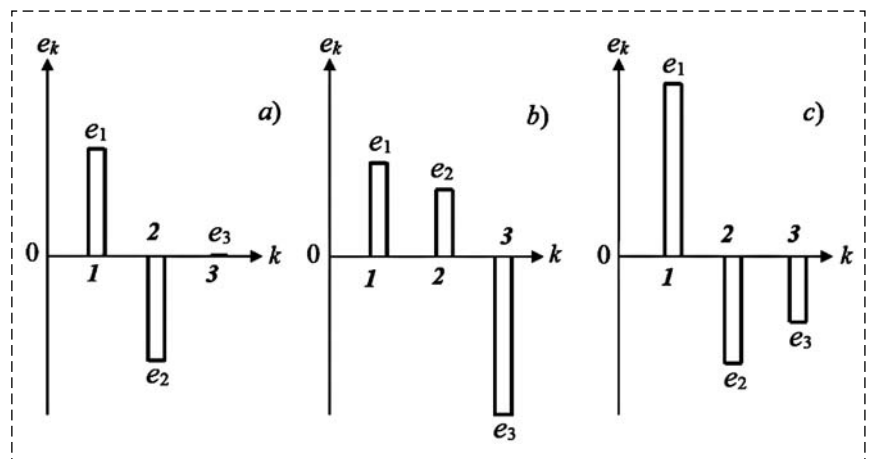


Рис.2. Иллюстрация возможных вариантов ошибок регулирования  
Fig. 2. Illustration of possible control errors

В данном случае перегружены фазы  $A$  и  $B$ , следовательно, необходимо осуществить переключение вида  $A \rightarrow C$  и  $B \rightarrow C$ .

• *Ситуация 3.* Один из элементов вектора  $e$  положителен, а остальные отрицательны. Например,  $e_1 > 0, e_2 < 0, e_3 < 0$  (рис. 2, в). В этом случае необходимо провести переключение вида  $A \rightarrow B$  и  $A \rightarrow C$ .

Таким образом, для идентификации требуемых переключений фаз РЭС необходимо выполнить ситуационный анализ знаков величин  $e_k, k = \overline{1,3}$ . При этом с фаз, имеющих положительные значения ошибок  $e_k$ , необходимо ряд потребителей переключать на фазы, имеющие отрицательные знаки ошибок управления.

В результате ситуационный анализ объекта предусматривает выполнение следующих операций:

1. Опрос головного трехфазного счетчика электроэнергии (Сч) и заданного набора счетчиков, установленных у абонентов сети, подключенных к фазам  $A, B, C$ , и запись их данных в блок памяти (БП) КД АСКУЭ.

2. Формирование вектора  $I = [I_1, I_2, I_3]$ , состоящего из действующих значений токов на входах фаз  $A, B, C$ .

3. Вычисление среднего действующего значения тока  $I_0$  на входе трехфазной сети, определяемого формулой (3).

4. Определение значений и знаков компонентов вектора ошибок управления  $e = [e_1, e_2, e_3]$  по формулам (2).

5. На основе анализа знаков компонентов вектора ошибок управления  $e = [e_1, e_2, e_3]$  идентификация структуры межфазных переключений, определяемой вектором  $\Phi = [\Phi_1, \Phi_2]$ .

*Формирование критериальных функций.* В целях идентификации координат нагрузок переключаемых абонентов сети необходимо выполнить соответствующую формализацию задачи управления. Для этой цели вначале исходные данные задачи, полученные со счетчиков абонентов соответствующих фаз, представим в виде следующих векторов:

$$I^A = [I_1^A, I_2^A, \dots, I_{n_1}^A],$$

$$I^B = [I_1^B, I_2^B, \dots, I_{n_2}^B],$$

$$I^C = [I_1^C, I_2^C, \dots, I_{n_3}^C],$$

а координаты их элементов зададим векторами

$$\beta^A = [\beta_1^A, \beta_2^A, \dots, \beta_{n_1}^A],$$

$$\beta^B = [\beta_1^B, \beta_2^B, \dots, \beta_{n_2}^B],$$

$$\beta^C = [\beta_1^C, \beta_2^C, \dots, \beta_{n_3}^C],$$

где  $n_1, n_2, n_3$  — число действующих токов  $I_{vk}$ , снятых со счетчиков электроэнергии абонентов, подключенных к соответствующим фазам  $A, B, C$ .

Совокупность элементов указанных векторов составляют соответственно множества  $Q_A, Q_B, Q_C$ :

$$Q_A = \{I_v^A\}_{1 \times n_1}, Q_B = \{I_v^B\}_{1 \times n_2}, Q_C = \{I_v^C\}_{1 \times n_3}.$$

Нетрудно показать, что начальное состояние объекта по компонентам вектора ошибки управления  $e = [e_1, e_2, e_3]$  удовлетворяет следующему условию:

$$e_1 + e_2 + e_3 = 0. \quad (4)$$

Теперь без потери общности рассмотрим случай, соответствующий ситуации 1 на объекте. Синтезируемый регулятор в рассматриваемом случае должен отрабатывать начальное рассогласование  $\rho_1^*$ , которое определяется из условия (4). Так как в соответствии с ситуационным анализом ошибка  $e_3 = 0$ , условие (4) запишется в виде

$$e_1 = |e_2|.$$

Отсюда получаем, что  $\rho_1^* = |e_2|$ . Теперь образуем подмножество  $q_1$ , состоящее из некоторого набора элементов множества  $Q_A$ , т.е.  $q_1 \in Q_A$ . В частности,  $q_1$  может состоять только из одного элемента. Обозначим  $R_1$  подмножество, состоящее из индексов (номеров) компонентов вектора  $\beta^A: R_1 = \{1, 2, \dots, n_1\}$ .

Теперь введем следующую функцию:

$$F_1(q_1) = |S_1(q_1) - \rho_1^*|, \quad (5)$$

где  $S_1(q_1)$  — дискретная функция, определяемая суммой элементов подмножества  $q_1$ :

$$S_1(q_1) = \sum_{l \in R_1} I_l^A.$$

Функцию  $F_1(q_1)$ , определяемую формулой (5), можно использовать для косвенной оценки критериальной функции  $E$ , определяемой выражением (1). При этом модуль ошибки  $|e_2|$  выступает в качестве базового значения, к которому необходимо стремиться при переключении более нагруженных потребителей, подключенных к первой фазе (фазе  $A$ ). Анализ показывает, что при  $F_1(q_1) \rightarrow 0$  ошибки управления  $e_k$  также стремятся к нулю, т. е.  $e_k \rightarrow 0$ ,  $k = \overline{1, 2}$ .

*Построение алгоритма минимизации критериальных функций.* Таким образом, в рассматриваемом случае для идентификации координат нагрузок абонентов фазы  $A$  необходимо решить следующую экстремальную задачу:

$$\min_{q_1 \in Q_A} F_1(q_1) = F_1(q_1^*), \quad (6)$$

где  $q_1^*$  — оптимальный набор действующих значений токов нагрузок фазы  $A$  ( $k = 1$ ), которые необходимо переключить на фазу  $B$ . Найденный таким образом набор  $q_1^*$  содержит полную информацию о координатах нагрузок, подлежащих переключению.

Задача минимизации (6) имеет дискретный характер, ее можно решить методом перебора вариантов, что приводит к трудоемким вычислительным операциям и недостаточной эффективности процедуры формирования управляющих воздействий на объект. Анализ показывает, что для построения более простой и эффективной схемы решения экстремальной задачи (6) целесообразно преобразовать исходные данные задачи и формировать критериальные функции так, чтобы в процессе ее решения обеспечить целенаправленное движение в направлении к оптимуму по аналогии с градиентным методом [19]. Для этой цели далее предлагается соответствующая вычислительная процедура. Вначале выполним предварительное преобразование исходных данных задачи, представленных векторами токов  $I^A$ ,  $I^B$  и  $I^C$ . Такое преобразование состоит в сортировке последних таким образом, чтобы расположить их элементы по возрастанию. При этом формируются новые векторы  $\hat{I}^A$ ,  $\hat{I}^B$  и  $\hat{I}^C$ , имеющие те же размерности, что и исходные:

$$\begin{aligned} \hat{I}^A &= [\hat{I}_1^A, \hat{I}_2^A, \dots, \hat{I}_{n_1}^A], \\ \hat{I}^B &= [\hat{I}_1^B, \hat{I}_2^B, \dots, \hat{I}_{n_2}^B], \\ \hat{I}^C &= [\hat{I}_1^C, \hat{I}_2^C, \dots, \hat{I}_{n_3}^C], \end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned} \hat{I}_{v-1}^A &\leq \hat{I}_v^A, \hat{I}_{\xi-1}^B \leq \hat{I}_\xi^B, \hat{I}_{\lambda-1}^C \leq \hat{I}_\lambda^C, \\ v &= \overline{2, n_1}, \xi = \overline{2, n_2}, \lambda = \overline{2, n_3}. \end{aligned}$$

При этом формируются новые координаты элементов указанных векторов:

$$\begin{aligned} \hat{\beta}^A &= [\hat{\beta}_1^A, \hat{\beta}_1^A, \dots, \hat{\beta}_{n_1}^A], \\ \hat{\beta}^B &= [\hat{\beta}_1^B, \hat{\beta}_2^B, \dots, \hat{\beta}_{n_2}^B], \\ \hat{\beta}^C &= [\hat{\beta}_1^C, \hat{\beta}_2^C, \dots, \hat{\beta}_{n_3}^C]. \end{aligned}$$

Простой анализ показывает, что для формирования функций  $F_1(q_1)$  в зависимости от ситуации на объекте более целесообразным является использование компонентов новых векторов  $\hat{I}^A$ ,  $\hat{I}^B$  и  $\hat{I}^C$ . Теперь рассмотрим случай, когда на объекте наблюдается ситуация 1, и невязки  $e_1 > 0$ ,  $e_2 < 0$ ,  $e_3 = 0$ . При этом критериальную функцию  $F_1(q_1)$  необходимо задавать в виде

$$F_1(q_1) = F_1(r) = \sum_{l=1}^r \hat{I}_l^A, \quad (7)$$

где  $r$  — некоторое целое число ( $r \geq 1$ ).

В результате задача (6) запишется в виде

$$\min_{r \in R_1} F_1(r) = F_1(r^*). \quad (8)$$

Таким образом, исходная проблема сводится к определению такого целого числа  $r = r^*$ , при котором достигается оптимум критериальной функции  $F_1(q_1)$ .

В результате решения задачи (8) идентифицируется вектор  $\beta^*$ , состоящий из адресов нагрузок абонентов фазы  $A$ , подлежащих переключению на фазу  $B$ . Найденный таким путем вектор  $\beta^*$  является усеченной частью исходного вектора  $\hat{\beta}^A = [\hat{\beta}_1^A, \hat{\beta}_2^A, \dots, \hat{\beta}_{n_1}^A]$ , т. е.  $\beta^* = [\hat{\beta}_1^A, \hat{\beta}_2^A, \dots, \hat{\beta}_{r^*}^A]$ . При этом искомый вектор управления  $u^*$  имеет следующий вид:

$$u^* = [A, B, \beta^*] = [1, 2, \hat{\beta}_1^A, \hat{\beta}_2^A, \dots, \hat{\beta}_{r^*}^A].$$

Изложенную выше схему решения задачи управления можно использовать и для случаев, когда функционирование объекта характеризуется ситуацией 2 и ситуацией 3. Рассмотрим особенности построения алгоритмов

функционирования цифрового регулятора для этих случаев.

Пусть в объекте управления наблюдается ситуация 2. Без потери общности предположим, что ошибки управления  $e_1 > 0$ ,  $e_2 > 0$  и  $e_3 < 0$ . При этом условие (4) запишется в виде

$$e_1 + e_2 = |e_3|.$$

В этом случае необходимо осуществить два переключения вида  $A \rightarrow C$  и  $B \rightarrow C$ . Следовательно, из базы данных АСКУЭ будем формировать два вектора исходных данных:

$$I^A = [I_1^A, I_2^A, \dots, I_{m_1}^A], I^B = [I_1^B, I_2^B, \dots, I_{m_2}^B],$$

и два вектора для их координат:

$$\beta^A = [\beta_1^A, \beta_2^A, \dots, \beta_{m_1}^A], \beta^B = [\beta_1^B, \beta_2^B, \dots, \beta_{m_2}^B],$$

где  $m_1$ ,  $m_2$  — размерности соответствующих векторов.

Далее осуществляется сортировка элементов векторов  $I^A$  и  $I^B$  аналогично предыдущему случаю, т. е. формируются новые векторы  $\hat{I}^A$  и  $\hat{I}^B$ , элементы которых расположены в возрастающем порядке:

$$\hat{I}^A = [\hat{I}_1^A, \hat{I}_2^A, \dots, \hat{I}_{m_1}^A], \hat{I}^B = [\hat{I}_1^B, \hat{I}_2^B, \dots, \hat{I}_{m_2}^B].$$

Теперь, как и ранее, вводятся подмножества  $R_2$  и  $R_3$  для индексов векторов  $\hat{\beta}^A$  и  $\hat{\beta}^B$  соответственно, т. е.  $R_2 = \{1, 2, \dots, m_1\}$  и  $R_3 = \{1, 2, \dots, m_2\}$ .

В соответствии с условием (4) уровни расогласований  $\rho_2^*$  и  $\rho_3^*$  для токов переключаемых фаз  $A$  и  $B$  зададим следующим образом:

$$\rho_2^* = e_1, \rho_3^* = e_2.$$

Теперь в целях нахождения искомым координат нагрузок абонентов сети необходимо осуществить два вида переключений:  $A \rightarrow C$  и  $B \rightarrow C$ . При этом формируются следующие две критериальные функции:

$$F_2(q_2) = |S_2(q_2) - \rho_2^*|, F_3(q_3) = |S_3(q_3) - \rho_3^*|,$$

где  $q_2$ ,  $q_3$  — подмножества, составленные из элементов векторов  $\hat{I}^A$  и  $\hat{I}^B$  соответственно, т. е.  $q_2 \in Q_A$ ,  $q_3 \in Q_B$ . При этом функции  $S_2(q_2)$

и  $S_3(q_3)$  определяются с использованием компонент векторов  $\hat{I}^A$  и  $\hat{I}^B$  аналогично предыдущему случаю (ситуация 1) по схеме формулы (7):

$$S_2(q_2) = S_2(\lambda) = \sum_{l=1}^{\lambda} \hat{I}_l^A,$$

$$S_3(q_3) = S_3(\theta) = \sum_{\gamma=1}^{\theta} \hat{I}_\gamma^B.$$

Далее для отыскания искомым координат нагрузок, подключенных к фазам  $A$  и  $B$ , решаются две экстремальные задачи:

$$\min_{\lambda \in R_2} F_2(\lambda) = F_2(\lambda^*), \quad (9)$$

$$\min_{\theta \in R_3} F_3(\theta) = F_3(\theta^*), \quad (10)$$

где  $\lambda^*$  и  $\theta^*$  — оптимальное число действующих токов нагрузок абонентов фаз  $A$  и  $B$  соответственно.

Для решения задач (9) и (10) используется изложенный выше алгоритм минимизации критериальной функции  $F_1(q_1)$ . Так как в рассматриваемом случае необходимо осуществлять два вида переключения  $A \rightarrow C$  и  $B \rightarrow C$ , то в результате решения задач (9) и (10) получаем вектор управления  $u^* = [u_1, u_2]$ , где

$$u_1 = [A, C, \beta_1^*], u_2 = [B, C, \beta_2^*],$$

и

$$\beta_1^* = [\hat{\beta}_1^A, \hat{\beta}_2^A, \dots, \hat{\beta}_{\lambda^*}^A], \beta_2^* = [\hat{\beta}_1^B, \hat{\beta}_2^B, \dots, \hat{\beta}_{\theta^*}^B].$$

В случае, когда на объекте наблюдается ситуация 3 и, например, ошибки  $e_1 > 0$ ,  $e_2 < 0$ ,  $e_3 < 0$ , условие (4) принимает вид

$$e_1 = |e_2| + |e_3|.$$

При этом необходимо осуществить переключения вида  $A \rightarrow B$  и  $A \rightarrow C$ . Следовательно, из множества  $Q_A$  формируются два вектора:

$$I^A = [I_1^A, I_1^A, \dots, I_{n_1}^A], \tilde{I}^A = [\tilde{I}_1^A, \tilde{I}_1^A, \dots, \tilde{I}_{n_2}^A],$$

а также векторы  $\beta^A$  и  $\tilde{\beta}^A$  соответственно для их координат. При этом векторы  $I^A$  и  $\tilde{I}^A$  должны

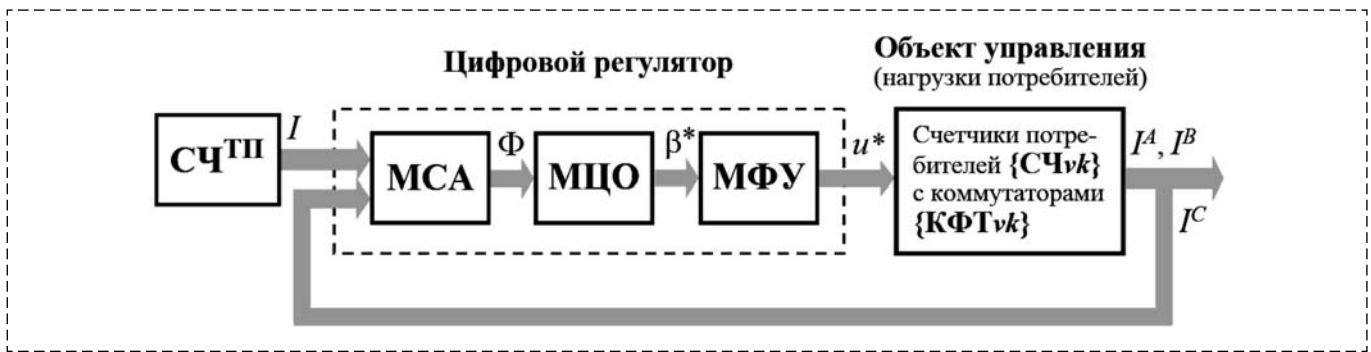


Рис.3. Структура цифровой САУ  
 Fig. 3. Structure of the digital automatic control system

иметь различные компоненты. Из компонентов этих векторов составляются множества  $Q_A$  и  $\tilde{Q}_A$  соответственно, которые при этом не пересекаются. Далее формируем подмножества  $q_4 \in Q_A$  и  $q_5 \in \tilde{Q}_A$ . На основе этих исходных данных для определения искомого вектора управления  $u$  используется изложенная выше вычислительная схема. Вначале путем сортировки компонентов векторов  $I^A$  и  $\tilde{I}^A$  формируются новые векторы  $\hat{I}^A$  и  $\tilde{\hat{I}}^A$ , элементы которых располагаются в порядке возрастания.

Далее определяются критериальные функции  $F_4(q_4)$  и  $F_5(q_5)$ :

$$F_4(q_4) = |S_4(q_4) - \rho_4^*|, F_5(q_5) = |S_5(q_5) - \rho_5^*|,$$

где  $\rho_4^* = |e_2|$  и  $\rho_5^* = |e_3|$ , а функции  $S_4(q_4)$  и  $S_5(q_5)$  определяются аналогично предыдущим случаям. Как и предыдущих случаях, искомым вектор управления  $u$  определяется на основе минимизации критериальных функций  $F_4(q_4)$  и  $F_5(q_5)$ . При этом используется алгоритм решения экстремальной задачи (8).

Для того чтобы ограничить (минимизировать) число переключений электроприемников, целесообразно ввести некоторое условие, которое определяет требуемый режим работы РЭС. В частности, можно считать, что требуемый уровень симметричности (квазиоптимальности) трехфазной сети достигается, если выполняется следующее условие:

$$\sum_{k=1}^3 |e_k(\xi)| \leq \delta,$$

где  $\delta$  — положительное число, определяющее максимально допустимый уровень суммарной ошибки управления в момент времени  $t = t_\xi$ .

*Определение структуры цифрового регулятора.* Полученные результаты позволяют определить обобщенную структуру системы управления процессом симметрирования РЭС, которая показана на рис. 3, где компоненты векторов  $I, I^A, I^B, I^C$  с большой частотой измеряются головным счетчиком электроэнергии (СЧЭП) и группой счетчиков  $\{СЧ_{vk}\}$ , установленных у абонентов трехфазной сети, и подаются на вход цифрового регулятора. Его структура включает программные модули ситуационного анализа объекта (МСА), цифровой оптимизации (МЦО) и формирования вектора управления  $u^*$  (МФУ). МСА включает блок памяти (БП), в котором хранятся компоненты векторов  $I, I^A, I^B, I^C$ . Основная функция данного модуля — это идентификация структуры межфазных переключений, определяемой вектором  $\Phi = [\Phi_1, \Phi_2]$  на основе анализа знаков компонентов вектора ошибки управления  $e = [e_1, e_2, e_3]$ . МЦО обеспечивает выполнение следующих основных функций: формирование критериальных функций  $F_v(q_v), v = \overline{1, 5}$ ; решение экстремальных задач (8), (9) и (10). Формирование вектора управления  $u^*$  организация его передачи на объект осуществляется в МФУ.

Управляющий сигнал  $u^*$  передается по каналам связи на соответствующие счетчики электроэнергии, идентифицированные в блоке МЦО, и через их КФТ реализуются необходимые операции переключения нагрузок абонентов трехфазной сети. При этом по существу будет обеспечиваться квазиоптимальность режима работы РЭС. Построенную таким образом цифровую САУ можно рассматривать как систему с переменной структурой [20], так как при этом будет обеспечиваться адаптация трехфазной распределительной сети к условиям, которые возникают при неконтролируемых случайных изменениях ее

нагрузок путем автоматической самонастройки ее структуры в режиме реального времени. Техническая и программная реализация синтезированного цифрового регулятора осуществляется на основе микропроцессорного контроллера в составе концентратора данных АСКУЭ.

### Заключение

Большинство трехфазных РЭС из-за разбалансировки нагрузок и неравномерного их распределения по фазам функционируют в условиях несимметрии токов и напряжений. Фактор несимметрии приводит к повышенным потерям активной мощности в сетях и трансформаторных подстанциях, что значительно снижает технико-экономические показатели распределительных компаний. В то же время в современных АСКУЭ не решаются задачи оптимизации режимов работы распределительных сетей, связанные с управлением технических потерь электроэнергии и их минимизацией.

Предлагаются методические и алгоритмические основы построения цифровой системы управления процессом симметрирования РЭС в составе традиционной АСКУЭ. Основная идея при этом состоит в распределении потоков электроэнергии между фазами сети путем переключения ее абонентов с нагруженной фазы на менее нагруженную фазу. Для оценки качества процессов управления вводятся критериальные функции, характеризующие потери электроэнергии в РЭС. Предложены вычислительные схемы их формирования. Синтезированы алгоритмы функционирования цифрового регулятора системы управления, которые основаны на ситуационном анализе объекта и минимизации критериальных функций. Полученные результаты дают возможность совершенствовать традиционные АСКУЭ, относящиеся к классу информационно-измерительных систем, и построить более эффективные информационно-управляющие системы.

### Список литературы

1. Якушев К. В. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии для розничного рынка // Информатизация и системы управления в промышленности. 2009. № 3(23). С. 9–13.
2. El-Hawary M. E. The Smart Grid—State-of-the-art and Future Trends // *Electr. Power Compon. Syst.* 2014. Vol. 42. P. 239–250.

3. Kosoukhov F. D., Vasilev N. V., Filipov A. O. Reducing losses from current unbalance and improving electric-energy quality in 0.38-Kv networks with municipal loads // *Russian electrical engineering.* 2014. Vol. 85, N. 6. P. 350–353.
4. Оморов Т. Т. Оценка влияния несимметрии токов и напряжений на потери электроэнергии в распределительной сети с использованием АСКУЭ // *Электричество.* 2017. № 9. С. 17–23.
5. Czarnecki L. S., Bhattarai P. D. Currents' physical components (CPC) in three-phase systems with asymmetrical voltage // *Przeegl@d Elektrotechniczny,* 2015. N.6. P. 40–47. doi: 10.15199/48.2015.06.06.
6. Пономаренко О. И., Холиддинов И. X. Влияние несимметричных режимов на потери мощности в электрических сетях распределенных систем электроснабжения // *Энергетик.* 2015. № 12. С. 6–8.
7. Mahmoud K., Yorino N., Ahmed A. Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems for Loss Minimization // *IEEE Trans. Power Syst.* 2016. Vol.31. P. 960–969.
8. Арутюнян А. Г. О расчете дополнительных потерь мощности в трехфазных четырехпроводных сетях // *Электричество.* 2015. № 10. С. 55–58.
9. Патент № 2548656 (РФ). В. В. Самокиш. Способ симметрирования фазных токов трехфазной четырехпроводной линии и устройство для его осуществления // *Бюлл.* № 11. 27.12.2013.
10. Патент № 2249286 (РФ). Г. А. Большанин. Способ автоматизированного активного контроля уровня несимметрии напряжений и токов // *Бюлл.* № 9. 27.03.2005.
11. Патент № 2490768 (РФ). И. В. Наумов, Д. А. Иванов, С. В. Подьячих, Гантулга Дамдинсүрэн. Симметрирующее устройство для трехфазных сетей с нулевым проводом // *Бюлл.* № 23. 20.08.2013.
12. Киселев М. Г., Лепанов М. Г. Симметрирование токов в сетях электроснабжения силовым электрическим регулятором неактивной мощности // *Электротехника.* 2018. № 11. С. 63–70.
13. Omorov T. T., Takyrbashev B. K., Osmonova Ch. K. Synthesis of the managing director of the subsystem for optimization of the operating mode of the distributive electric network // *Engineering Studies.* 2016. № 3. P. 606–615.
14. Оморов Т. Т. Симметрирование распределенной электрической сети методом цифрового регулирования // *Мехатроника, автоматизация, управление.* 2018. Т. 19, № 3. С. 194–200.
15. Оморов Т. Т. Синтез цифрового регулятора для симметрирования распределительной электрической сети // *Приборы и системы: Управление, контроль, диагностика.* 2019. № 11. С. 51–56.
16. URL: <http://www.mir-omsk.ru/stuff/career/vacancies>.
17. Tanveer A. Non-technical loss analysis and prevention using smart meters // *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 2017. Vol. 72. P. 573–589.
18. Демирчян К. С., Нейман Л. Р., Коровкин А. В. Теоретические основы электротехники. Т. 1. СПб.: Питер, 2009. 512 с.
19. Локи М. Введение в методы оптимизации. М.: Наука, 1977. 334 с.
20. Емельянов С. И., Уткин В. И., Таран В. А. Теория систем с переменной структурой. М.: Наука, 1970. 592 с.



# Electricity Losses Management in Distribution Network as a Composition of Automated Meter Reading and Control System (AMRCS)

**T. T. Omorov**, Corresponding-Member of the NAS KR, Dr. Tech. Sc., Head of the Laboratory, omorovtt@mail.ru,  
**B. K. Takyrbashev**, Senior Researcher, b.takyrbashev@gmail.com,  
**T. D. Koibagrov**, Postgraduate, koibagarov@bk.ru,  
Institute of Mechanical Engineering, Automation of the NAS KR, Bishkek, 720071, Kyrgyz Republic

Corresponding author: **Omorov T. T.**, Corresponding-Member of the NAS KR, Dr. Tech. Sc., Head of the Laboratory, Institute of Mechanical Engineering, Automation of the NAS KR, Bishkek, 720071, Kyrgyz Republic, e-mail: omorovtt@mail.ru.

Accepted on November 28, 2020

## Abstract

The problem of electricity losses management in distribution electric networks (DEN) operating in conditions of asymmetry of currents and voltages is reviewed. As it is known, the asymmetry factor leads to significant losses of active power and, as a result, decreases the efficiency and technical and economic indicators of the DEN. The purpose of the control is to minimize technical energy losses in the distribution network based on the creation of an automatic control system (ACS) for the process of balancing a three-phase network in the composition of automated meter reading and control system (AMRCS). The latter are currently being widely implemented to automate information processes in DEN. However, AMRCS does not include in its composition technologies designed to solve the problem under review. A method is proposed for constructing a digital ACS controller, the main function of which is to maintain phase currents at the network input at a given level in real time. The concept of the method is based on the idea of the desired redistribution of electricity flows between the phases of the distribution network by appropriate switching of single-phase consumers (customers) so that the minimum spread of phase currents from their specified level is ensured. To achieve the goal of control, criterion functions are constructed that determine the qualitative indicators of the functioning of the ACS. Algorithms for the functioning of the digital controller and the formation of control actions on the subject have been developed. The latter are a digital code containing data on the coordinates of electricity meters of consumers of a three-phase network to be switched to another phase.

**Keywords:** three-phase distribution network, asymmetrical mode, electricity losses management, digital controller, algorithm management

For citation:

**Omorov T. T., Takyrbashev B. K., Koibagrov T. D.** Electricity Losses Management in Distribution Network as a Composition of Automated Meter Reading and Control System (AMRCS), *Mekhatronika, Avtomatizatsiya, Upravlenie*, 2021, vol. 22, no. 4, pp. 191–199.

DOI: 10.17587/mau.22.191-199

## References

1. **Yakushev K. V.** Automat system of the commercial account of the electric power for the retail market Information and control systems in the industry, *The Young scientist*, 2009, no. 3 (23) (in Russian).
2. **El-Hawary M. E.** The Smart Grid—State-of-the-art and Future Trends. *Electr. Power Compon. Syst.* 2014, vol. 42, pp. 239–250.
3. **Kosoukhob F. D., Vasilev N. V., Filipov A. O.** Reducing losses from current unbalance and improving electric-energy quality in 0.38-Kv networks with municipal loads, *Russian electrical engineering*, Allerton Press, Inc. (New York), 2014, vol. 85, no. 6, pp. 350–353.
4. **Omorov T. T.** Assessment of the influence of unbalance of currents and voltages on power losses in the distribution network using ASKUE, *Electricity*, 2017, no. 9, pp. 17–23 (in Russian).
5. **Czarnecki L. S., Bhattarai P. D.** Currents' physical components (CPC) in three-phase systems with asymmetrical voltage, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2015, no. 6, pp. 40–47, doi:10.15199/48.2015.06.06.
6. **Ponomarenko O. I., Holodinov I. H.** influence of asymmetrical modes on capacity losses in electric networks of the distributed systems of electrosupply, *Energetic*, 2015, no. 12, pp. 6–8 (in Russian).
7. **Mahmoud K., Yorino N., Ahmed A.** Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems for Loss Minimization, *IEEE Trans. Power Syst.*, 2016, vol. 31, pp. 960–969.
8. **Harutyunyan A. G.** On the calculation of additional power losses in three-phase four-wire networks, *Electricity*, 2015, no. 10, pp. 55–58 (in Russian).
9. **Samokish V. V.** The patent № 2548656 (Russian Federations). Spособ of balancing of phase currents of a three-phase four-wire line and the device for its realization, *Biul*, no. 11. 27.12.2013 (in Russian).
10. **Bolshanin G. A.** The patent № 2249286 (Russian Federations). A way of the automated active control of level of asymmetry of pressure and currents, *Biull*, no. 9. 27.03.2005.
11. **Naumov I. V., Ivanov D. A., Podjachih S. V.** The patent № 2490768 (Russian Federations). The symmetrizing device for three-phase networks with a zero wire, *Biull*, no. 23. 20.08.2013 (in Russian).
12. **Kiselyov M. G., Lepanov M. G.** Simmetrirovanie of currents in electrosupply networks a power electric regulator of inactive capacity, *The Electrical engineer*, 2018, no. 11, pp. 63–70 (in Russian).
13. **Omorov T. T., Takyrbashev B. K., Osmonova Ch. K.** Synthesis of the managing director of the subsystem for optimization of the operating mode of the distributive electric network, *Engineering Studies*, 2016, no. 3, pp. 606–615.
14. **Omorov T. T.** Balancing of the distributed electric network a method of digital regulation, *Mekhatronika, Avtomatizatsiya, Upravlenie*, 2018, vol. 19, no. 3, pp. 194–200 (in Russian).
15. **Omorov T. T.** Synthesis of a digital controller for balancing the distribution electrical network, *Instruments and systems: Management, control, diagnostics*, 2019, no. 11, pp. 51–56 (in Russian).
16. **Available** at: <http://www.mir-omsk.ru/stuff/career/vacancies>.
17. **Tanveer A.** Non-technical loss analysis and prevention using smart meters, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 72, pp. 573–589.
18. **Demirchjan K. S., Nejman L. R., Korovkin A. V.** Theoretical of a basis electrical engineers. Vol. 1, SPb., Peter, 2009, 512 p. (in Russian).
19. **Aoki M.** Introduction to methods of optimization, Moscow, Science, 1977, 334 p. (in Russian).
20. **Emeljanov S. I., Utkin V. I., Taran V. A.** The theory of systems with variable structure. Moscow, Science, 1970, 592 p. (in Russian).