



# ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

УДК 621.316  
DOI: 10.25206/1813-8225-2024-191-82-92  
EDN: UYVIPA

**В. П. КУЗЬМЕНКО**

Санкт-Петербургский  
государственный университет  
аэрокосмического приборостроения,  
г. Санкт-Петербург

## ТРЕХУРОВНЕВЫЙ АЛГОРИТМ УПРАВЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ В РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С СОЛНЕЧНЫМИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

Современные энергетические системы характеризуются растущей интеграцией возобновляемых источников энергии, что порождает новые задачи в области регулирования напряжения. Целью исследования являлось моделирование процесса регулирования напряжения в контексте распределительных электрических сетей низкого и среднего напряжения (до 35 кВ) с солнечными фотоэлектрическими системами. Разработан трехуровневый алгоритм управления напряжением, который анализирует и объединяет данные о солнечной генерации, определяет оптимальные действия для управления системами хранения энергии, рассчитывает уровни напряжения и определяет необходимые меры по управлению реактивной мощностью инвертора для эффективного уменьшения колебаний напряжения. В исследовании применялись методы математического усреднения временных рядов и оптимизации, основанные на анализе реальных данных. Алгоритм был протестирован на открытом наборе данных генерации энергии солнечной электростанцией. Результаты показывают значительное улучшение показателей регулирования напряжения в пределах нормативов, установленных ГОСТ 32144-2013, что подтверждает эффективность предложенного метода управления напряжением в электрических сетях с солнечными фотоэлектрическими системами.

**Ключевые слова:** солнечные фотоэлектрические системы, распределенные электрические сети, регулирование напряжения, возобновляемые источники энергии, алгоритмы управления реактивной мощностью, реактивная мощность инвертора.

В связи с ростом потребности в устойчивых и более экологически чистых энергетических системах распределенные энергосистемы с значительной долей возобновляемых источников энергии (ВИЭ) становятся ведущим направлением развития. Однако такой переход сопровождается проблемами, связанными с ухудшением стабильности сети,

что требует глубокого анализа методов управления системой, особенно в части обеспечения минимального отклонения напряжения от номинальных значений [1].

Колебания напряжения, вызванные изменчивостью параметров ВИЭ, снижают эффективность распределенных энергетических систем (РЭС).

В связи с этим разработка алгоритмов управления отклонениями напряжения от номинальных значений для РЭС является актуальной задачей, требующей подхода в управлении как активной, так и реактивной мощностью, где активная мощность используется для непосредственного снабжения нагрузки, а реактивная мощность — для поддержания напряжения в пределах допустимых значений.

В работе рассматриваются районные РЭС низкого и среднего напряжения (до 35 кВ), работающие на частоте 50 Гц со значительной долей возобновляемых источников энергии в виде фотоэлектрических панелей.

Существует потребность в использовании адаптивных методов управления напряжением для обеспечения адекватного времени отклика системы управления. Наибольшее распространение и изменчивость характерны для солнечных фотоэлектрических панелей (ФП), обусловленное их развитой технологией и доступностью, а их широкое применение в различных типах зданий по всему миру увеличивает установленные мощности солнечной генерации [1–3]. Управление энергетическими системами с существенной долей ФП, а также прогнозирование нагрузочных режимов сопряжено с неопределенностью, неравномерным распределением нагрузок и колебаниями напряжения, что напрямую влияет на показатели качества электрической энергии (КЭЭ) в распределенных электрических сетях среднего и низкого напряжения, включая такие параметры, как длительность и частота отклонений напряжения от номинальных значений согласно ГОСТ 32144-2013 [4].

В часы пиковой солнечной активности напряжение в сети может повышаться из-за увеличения обратного потока активной мощности, когда генерируемая фотоэлектрическими системами мощность превышает потребление, что приводит к повышению напряжения в локальных сегментах электрической сети [5]. Это становится одним из ключевых факторов, ограничивающих эффективность и стабильность параметров электрических сетей, интегрированных с фотоэлектрическими системами.

Повышение эффективности методов регулирования напряжения не только способствует улучшению показателей качества электрической энергии, но и создает благоприятные условия для интеграции новых фотоэлектрических систем в распределенные электроэнергетические системы (РЭС). В связи с этим разработка и усовершенствование методов управления напряжением в распределенных энергетических системах с фотоэлектрическими панелями является необходимым условием для обеспечения их надежной и эффективной работы и подчеркивает актуальность данных исследований.

**1. Методы управления мощностью и регулирования перенапряжения.** Одним из эффективных методов повышения точности управления напряжением в системах с фотоэлектрическими панелями является использование оптических методов для моделирования распространения радиационного тепла, дополненное моделированием теплопередачи и геометрическим анализом. Это позволяет учитывать температурные изменения, которые влияют на производительность фотоэлектрических панелей и, следовательно, на генерацию мощности, что важно для точного регулирования напряжения в сети.

Классическими методами управления напряжением в электрических сетях являются использование трансформаторов с регулировкой под

нагрузкой (РПН) и ступенчатых регуляторов. В распределенных сетях также широко применяются инверторные установки для управления реактивной мощностью [5].

В системах с фотоэлектрическими панелями рекомендуется использовать комбинированные методы управления активной и реактивной мощностью с помощью сетевых фотоэлектрических инверторов для поддержания напряжения в пределах заранее определенных ограничений [6].

Фотоэлектрические панели обычно работают в сетях низкого и среднего напряжения, где инверторы могут эффективно управлять параметрами напряжения. Использование систем накопления электрической энергии также является эффективным решением для управления напряжением в данных сетях. Эти системы заряжаются в периоды высокой генерации ФП и разряжаются в другие периоды, что помогает поддерживать напряжение в допустимых пределах. В распределительных сетях с номинальными уровнями напряжения до 35 кВ системы накопления энергии могут значительно улучшить качество электроснабжения, компенсируя кратковременные скачки и падения напряжения, а также сглаживая пики нагрузки.

Сочетание методов управления активной и реактивной мощностью с применением систем накопления электрической энергии является оптимальным решением для регулирования напряжения в распределительных сетях [7]. Однако такие подходы обычно требуют значительных вычислительных ресурсов, и их техническая реализация связана с финансовыми вложениями.

Из-за распределенного характера фотоэлектрических систем децентрализованные методы управления напряжением представляют собой эффективную альтернативу для управления напряжением в распределительных сетях. Хотя эти стратегии широко используются в энергосистемах, их применение на сетях низкого напряжения (до 10 кВ) может быть затруднено [8, 9].

Различные условия генерации мощности могут существенно влиять на уровень напряжения в распределительных сетях. Например, в дневное время, когда фотоэлектрические панели (ФП) активно вырабатывают электрическую энергию, напряжение в сети может повышаться из-за обратного потока активной мощности, который возникает, если генерация энергии ФП превышает потребление в сети. Это может привести к превышению допустимых уровней напряжения и нестабильности сети.

Основной задачей владельцев солнечных электростанций является обеспечение максимальной выработки активной мощности, при этом не менее важной задачей является поддержание минимизации колебаний напряжения и поддержание его в заданных пределах. Таким образом, целью данного исследования является разработка методов, которые обеспечивают поддержание напряжения в пределах допустимых значений согласно действующим нормам ГОСТ 29322-2014 [10] в распределенных сетях с ФП.

**2. Разработка стратегии контроля напряжения для распределительных сетей с солнечными фотоэлектрическими панелями.** Анализ двухуровневых алгоритмов регулирования напряжения в контексте распределительных сетей, интегрированных с солнечными фотоэлектрическими панелями, выявил их ограниченную эффективность в достижении оптимальных показателей управления [5, 9]. В ответ

на это предлагается усовершенствованный трехуровневый алгоритм, который обеспечивает более гибкое и точное управление напряжением в таких системах.

Этот алгоритм включает:

1. Уровень 1: управление реактивной мощностью через инверторы. Современные фотоэлектрические инверторы обладают расширенными функциями управления реактивной мощностью. Устройства способны поглощать или выделять реактивную мощность для воздействия на напряжение в точках подключения. В зависимости от уровня напряжения инверторы автоматически настраивают свою реактивную мощность для поддержания напряжения в заданных пределах.

2. Уровень 2: координированное управление активной мощностью и компенсация реактивной мощности. В случаях, когда регулирование реактивной мощности оказывается недостаточным для поддержания напряжения близким к номинальному уровню, фотоэлектрические системы могут временно снизить свою активную мощность. Это достигается путем ограничения мощности, выдаваемой инверторами, которые управляют генерацией энергии от фотоэлектрических панелей. Системой управления инвертора могут динамически изменяться предустановленные значения (часто называемые «уставки активной мощности»), до которых может быть снижена мощность в зависимости от текущих значений напряжения и условий нагрузки в сети. Это позволяет избежать чрезмерного повышения напряжения без значительных потерь в выработке электроэнергии.

3. Уровень 3: реконфигурация сети и использование систем накопления энергии (СНЭЭ). Реконфигурация распределительной сети достигается за счет изменения её топологии, например, путем включения или выключения секционных выключателей. Это позволяет перераспределить потоки энергии и снизить напряжение в определенных участках сети. Ключевым элементом является интеграция СНЭЭ, согласно ГОСТ Р 58092.1-2021 [11] это могут быть подсистемы накопления на основе аккумуляторных батарей, маховичные или конденсаторные системы накопления энергии. В условиях изменяющейся нагрузки и генерации СНЭЭ могут выполнять функции регулирования потока активной мощности, срезания, выравнивания или смещения пиков нагрузки.

**3. Описание модели.** В этом разделе формулируются основные допущения, правила и ограничения модели, а также определяется целевая функция. Для каждого уровня модели разработаны свои специфические цели и методы достижения оптимального регулирования напряжения.

В рамках разработки модели для трехуровневой стратегии контроля напряжения в распределительных сетях с солнечными фотоэлектрическими панелями формулируются следующие допущения:

— каждый фидер распределительной сети может быть подключен к СНЭЭ, фотоэлектрической системе и различным нагрузкам;

— в модели учитывается двустороннее движение активной и реактивной мощности в зависимости от условий сети;

— падение напряжения происходит из-за импеданса фидера, что учитывается при моделировании;

— напряжение на шинах коррелирует с потоком мощности и импедансом фидера;

— обеспечена аппаратная возможность регули-

рования активной и реактивной мощности на каждой шине для контроля напряжения;

— напряжение на шинах (6–10 кВ) коррелирует с потоком мощности и импедансом фидера и для упрощения вычислений рассматривается в относительных единицах; предполагается, что напряжение на шинах может находиться в диапазоне от 0,8 до 1,2 о.е., где 1 о.е. — номинальное напряжение;

— активная и реактивная мощность на шинах может изменяться в диапазоне от  $-0,5$  до  $0,5$  о.е., где отрицательные значения соответствуют избытку генерации, а положительные — избытку потребления; реактивная мощность может потребляться инверторами фотоэлектрических систем и системами накопления энергии, настроенными на соответствующие режимы.

Первый уровень: управление реактивной мощностью через инверторы.

Цель: управление реактивной мощностью через инверторы для поддержания оптимального напряжения на фидерах.

Целевая функция: минимизация отклонений напряжения от заданного уровня (1 о.е.), учитывая динамику потребления и генерации.

$$L_{\min} = \sum_{i=1}^{N_f} \sum_{\omega=1}^{N_{\Omega}} \sum_{t=1}^{N_T} \pi_{\omega} \times \left( \left| U_{i,\omega,t} - 1 \right| + \lambda \left| P_{i,\omega,t+1} - P_{i,\omega,t} \right| \right),$$

где  $L_{\min}$  — функция потерь, которая включает в себя отклонение напряжения и изменение мощности;

$N_f$  — общее количество фидеров;

$N_{\Omega}$  — общее количество сценариев или условий, например, изменения погодных условий, пиковых нагрузок, технических условий работы РС;

$N_T$  — общее количество временных интервалов;

$\pi_{\omega}$  — весовой коэффициент для каждого сценария или условия. Данный коэффициент указывает на важность конкретного сценария или условия в модели;

$U_{i,\omega,t}$  — напряжение на  $i$ -й шине в сценарии  $\omega$  и момент времени  $t$ , выраженное в единицах относительного измерения (о.е.);

$\left| U_{i,\omega,t} - 1 \right|$  — абсолютное отклонение напряжения от 1 о.е.;

$P_{i,\omega,t+1}$  — прогнозируемая нагрузка или выработка на  $i$ -й шине в сценарии  $\omega$  и времени  $t+1$ , (Вт), где положительные значения соответствуют избытку потребления, а отрицательные значения — избытку генерации;

$P_{i,t}$  — нагрузка или выработка на шине  $i$  в момент времени  $t$  (исторические данные (Вт));

$\lambda$  — коэффициент, определяющий влияние прогнозируемых изменений нагрузки или выработки энергии на целевую функцию.

Здесь, в отличие от метода, описанного в [5], вводится новый параметр прогнозируемой нагрузки для учета будущих изменений в нагрузке и генерации, позволяя системе хранения энергии адаптироваться к предполагаемым условиям, а не только реагировать на текущие. Коэффициент  $\lambda$  определяется исходя из анализа чувствительности системы к различным его значениям. Это может включать оценку влияния  $\lambda$  на ключевые показатели эффективности системы, такие как отклонение напряжения от номинальных значений, эффективность систем хранения энергии.

Диапазон для  $\lambda$  может быть выбран исходя из эмпирических наблюдений и тестирования системы в диапазоне  $\lambda$  от 0 до 1. При аналитическом определении  $\lambda$  оптимальное будет там, где производная  $L(\lambda)$  по  $\lambda$  равна нулю (точка экстремума). Чтобы убедиться, что найденное значение  $\lambda$  соответствует минимуму функции  $L_{\min}$ , необходимо проверить знак второй производной.

При формировании целевой функции  $L_{\min}$ , важно, чтобы в ней учитывался вклад изменений мощности в общие потери, что должно сохраняться независимо от значения параметра  $\lambda$ . Параметр  $\lambda$ , в свою очередь, определяет степень воздействия этого вклада на общую функцию потерь. В рамках разрабатываемого алгоритма это означает, что значение параметра  $\lambda$  не влияет на важность изменений мощности по сравнению с отклонениями напряжений — они остаются равнозначными для всех значений  $\lambda$ . Диапазон выбора значений  $\lambda$  составляет от 0,1 до 0,3, что указывает на ограниченное воздействие изменений мощности на общую функцию потерь. Такой подход позволяет учитывать динамику мощности, не придавая ей доминирующего значения.

Следует отметить, что выработка активной и реактивной мощности солнечных электростанций (СЭС) сильно зависит от времени суток и года. Чтобы более точно учитывать это в представленном алгоритме, в дальнейшем планируется включить методы машинного обучения (МО) для выполнения функции прогнозирования на основе исторических данных и текущих условий системы, чтобы адаптировать работу инверторов и СНЭЭ. Прогнозирование нагрузки и выработки энергии может быть выполнено с использованием методов машинного обучения или статистических временных рядов. Например, можно использовать авторегрессионные интегрированные модели скользящего среднего (АИМСС) или модели машинного обучения, такие как случайный лес или другие.

Формула для АИМСС модели:

$$P_{i,t+1} = \phi_1 P_{i,t} + \phi_2 P_{i,t-1} + \dots + \phi_p P_{i,t-p+1} + \theta_{1ct} + \dots + \theta_{qct-q+1} + \epsilon_t,$$

где  $P_{i,t}$  — нагрузка или выработка на шине  $i$  в момент времени  $t$ , (Вт);

$\phi_1, \dots, \phi_p$  — параметры авторегрессии;  
 $\theta_{qct}$  — параметры скользящего среднего;  
 $\epsilon_t$  — ошибка прогноза, (Вт).

Ограничения должны включать баланс мощности на шинах, допустимые пределы напряжения, ограничения на параметры работы СНЭЭ добавляются только на третьем уровне алгоритма.

Для активной мощности:

$$P_{i,\omega,t} = P_{g,i,\omega,t} - P_{li,t}$$

где  $P_{g,i,\omega,t}$  — активная мощность, генерируемая на  $i$ -й шине в сценарии  $\omega$  в момент времени  $t$ , (Вт);

$P_{li,t}$  — активная мощность, потребляемая на  $i$ -й шине в момент времени  $t$ , (Вт).

Для реактивной мощности:

$$Q_{i,\omega,t} = \pm Q_{g,i,\omega,t} - Q_{li,t}$$

где  $Q_{g,i,\omega,t}$  и  $Q_{li,t}$  — генерируемая и потребляемая реактивная мощность на шине  $i$  соответственно, (вар). Знак  $\pm$  отражает возможность как генерации, так и потребления реактивной мощности.

Ограничения по напряжению:

$$U_{\min} \leq U_{i,\omega,t} \leq U_{\max},$$

где  $U_{\min}$  и  $U_{\max}$  — минимальное и максимальное допустимые значения напряжения соответственно, (о.е.).

Второй уровень: компенсация реактивной мощности.

На данном этапе происходит формирование алгоритмом вариантов регулирования напряжения путем управления реактивной мощностью.

Целевая функция та же, что и на первом уровне.

Для определения топологических связей сети вводится индекс модульности сети (или топологический индекс)  $\rho$ , который используется для оценки структуры сети, в частности, как сильно сеть отклоняется от случайного распределения связей [5]. В контексте распределительных сетей электроэнергетики это может помочь понять, насколько сеть оптимизирована или фрагментирована.

Индекс модульности сети (или топологический индекс, безразмерная величина):

$$\rho = \frac{1}{2M} \sum_i \sum_j \left[ A_{ij} - \frac{k_i k_j}{2M} \right] \cdot \frac{Z_{i,j}}{Z_{\text{норм}}} \cdot \frac{1}{C_{i,j}},$$

где  $A_{ij}$  — элемент матрицы смежности, указывающий на наличие (1) или отсутствие (0) связи между узлами сети  $i$  и  $j$ ;

$k_i$  и  $k_j$  — степени узлов сети  $i$  и  $j$  соответственно, представляющие количество связей каждого узла;

$M$  — общее количество связей (ребер) в сети;

$Z_{i,j}$  — импеданс линии между узлами  $i$  и  $j$  (Ом);

$Z_{\text{норм}}$  — нормализующий коэффициент для импеданса; нормализующий коэффициент для импеданса  $Z_{\text{норм}}$  используется для приведения импедансов всех линий сети к единому масштабу, определяется как среднее значение пропускных способностей всех линий в сети (См);

$C_{i,j}$  — пропускная способность линии между узлами  $i$  и  $j$  (См).

$C_{i,j}$  определяется следующим образом:

$$C_{i,j} = 1/Z_{i,j} \cdot L_{i,j}$$

$L_{i,j}$  — длина линии между узлами  $i$  и  $j$ , (м).

Баланс активной мощности [5]:

$$P_{i,\omega,t} = \sum_{j=1, j \neq i}^N U_{i,\omega,t} U_{j,\omega,t} Y_{i,j} \times \cos(\delta_{i,\omega,t} - \delta_{j,\omega,t} - \theta_{i,j});$$

где  $U_{i,\omega,t}$  и  $U_{j,\omega,t}$  — напряжения на шинах  $i$  и  $j$  соответственно (В);

$Y_{i,j}$  — адмиттанс в электрической цепи между шинами  $i$  и  $j$  (См);

$\delta_{i,\omega,t}$  и  $\delta_{j,\omega,t}$  — фазовый угол напряжения на шинах  $i$  и  $j$  соответственно, (рад), который представляет собой разность фаз между вектором напряжения на шине и некоторым опорным вектором напряжения, указывая на временной сдвиг между максимумом напряжения и выбранной точкой отсчета во времени;

$\theta_{i,j}$  — угол фазы адмиттанса в электрической цепи между шинами  $i$  и  $j$ , (рад), показывающий фазовый сдвиг между компонентами комплексных величин адмиттанса и импеданса.



Учет того, что напряжение на каждой шине сети зависит от потока активной и реактивной мощности через фидер, а также от импеданса фидера выражается линейной зависимостью изменения напряжения от изменения мощности с учетом импеданса фидера:

$$\Delta U = v \cdot (P \cdot R + Q \cdot X),$$

где  $\Delta U$  — изменение напряжения (В);

$R$  и  $X$  — активное и реактивное сопротивления фидера, (Ом);

$v$  — коэффициент пропорциональности (безразмерная величина).

Значение  $v$  должно быть получено экспериментально или рассчитано на основе базовых параметров электрической сети, в общем случае  $v$  определяется:

$$v = U_{\text{ном}}^2 / (S_{\text{баз}} \cdot Z_{\text{баз}}),$$

где  $U_{\text{ном}}$  — номинальное напряжение линии (В);

$S_{\text{баз}}$  — базовая мощность (полная мощность, используемая для нормализации величин мощности в расчетах), (ВА);

$Z_{\text{баз}}$  — базовое сопротивление (определяется на основе номинального напряжения линии и базовой мощности), (Ом).

Базовые параметры выбираются в зависимости от конкретной системы и условий эксплуатации.

Уравнение баланса активной мощности изменять нецелесообразно, а в уравнении баланса реактивной мощности [5] необходимо учесть дополнительные факторы, влияющие на работу сети, такие как влияние распределенной генерации и изменчивость потребления:

$$Q_{i,\omega,t} = \sum_{j=1, j \neq i}^{Nl} U_{i,\omega,t} U_{j,\omega,t} Y_{i,j} \times \sin(\delta_{i,\omega,t} - \delta_{j,\omega,t} - \theta_{i,j}) + Q_{\text{инв},i,\omega,t},$$

где  $Q_{\text{инв},i,\omega,t}$  — реактивная мощность, генерируемая или поглощаемая инверторами на шине  $i$ , (вар).

Это позволяет отразить вклад инверторов в общий баланс реактивной мощности на каждой шине.

Кривая возможностей инвертора для управления реактивной мощностью определяется как [3]:

$$S_{\text{инв},i,\omega,t} = \sqrt{P_{g,i,\omega,t}^2 + Q_{g,i,\omega,t}^2},$$

где  $S_{\text{инв},i,\omega,t}$  — полная мощность инвертора (ВА).

Данная кривая возможностей инвертора является базовым представлением, формируя простую окружность в плоскости P-Q, которая не полностью отражает эксплуатационные пределы и возможности современных инверторов, в действительности она является более сложной.

Для более точного регулирования следует рассматривать варианты работы инвертора в квадрантах, так как современные инверторы могут работать во всех четырех квадрантах плоскости P-Q. Это связано с тем, что инверторы часто имеют ограничения по коэффициенту мощности, которые ограничивают количество реактивной мощности, вырабатываемой или поглощенной при заданной активной мощности, так как инвертор имеет максимальную полную мощность ( $S_{\text{инв,max}}$ ), с которой он может работать [12]. Таким образом, необходимо

учитывать как опережающий, так и запаздывающий коэффициенты мощности в управлении инверторами, поскольку электрические сети включают индуктивные нагрузки, а также обладают индуктивностью, характерной для трехфазных систем. Это значит, что необходимо ввести дополнительные ограничения по превышению максимального предела опережающего и запаздывающего коэффициента мощности:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{g,i,\omega,t}^2 + Q_{g,i,\omega,t}^2 \leq S_{\text{инв,max}}^2 \\ Q_{g,i,\omega,t} \leq \min \left( \begin{array}{l} P_{g,i,\omega,t} \times \\ \times \tan(\cos^{-1}(KM_{\text{опереж}})) \end{array} \right), Q_{\text{инв,max}} \\ Q_{g,i,\omega,t} \geq \max \left( \begin{array}{l} -P_{g,i,\omega,t} \times \\ \times \tan(\cos^{-1}(KM_{\text{запад}})) \end{array} \right) - Q_{\text{инв,min}} \end{array} \right.$$

где  $P_{g,i,\omega,t}$  — активная мощность, выдаваемая инвертором (Вт);

$Q_{g,i,\omega,t}$  — реактивная мощность инвертора, (вар);

$S_{\text{инв,max}}$  — максимальная полная мощность инвертора (ВА);

$KM_{\text{опереж}}$  — максимальное значение опережающего коэффициента мощности;

$KM_{\text{запад}}$  — максимальное значение запаздывающего коэффициента мощности;

$Q_{\text{инв,max}}$  и  $Q_{\text{инв,min}}$  — максимальная и минимальная реактивная мощность, которую может обеспечить инвертор, соответственно.

Третий уровень: реконфигурация сети и использование систем накопления энергии (СНЭЭ).

Цель: минимизировать отклонение напряжения от 1 о.е. при рассмотрении дополнительных механизмов регулирования. Регулирование нагрузки в зависимости от уровня напряжения:

$$P_{\text{Спроса},i,t} = \alpha \cdot (U_{i,\omega,t} - 1),$$

где  $\alpha$  — коэффициент, отражающий реакцию нагрузки на изменение напряжения.

Коэффициент  $\alpha$ , характеризующий реакцию нагрузки на колебания напряжения в электроэнергетической сети, был определен на основе анализа исторических данных [12]. Исследование показало нелинейную зависимость между отклонением напряжения и изменением нагрузки: при малых отклонениях реакция минимальна, но она возрастает при увеличении отклонения от нормального значения. В рамках данного исследования для моделирования типичных условий распределенной сети был выбран диапазон значений  $\alpha$  от 0,05 до 0,15.

Применение СНЭЭ, включая подсистемы накопления на основе аккумуляторных батарей, маховичных или конденсаторных систем накопления энергии, предусматривает различные подходы к регулированию мощности в ответ на колебания напряжения, но для регулирования активной мощности в ответ на колебания напряжения используются аккумуляторные батареи или маховичные системы накопления энергии:

$$P_{\text{накопителя},i,t} = \beta \cdot (U_{i,\omega,t} - 1),$$

где  $\beta$  — коэффициент, отражающий реакцию системы хранения на изменение напряжения.

Коэффициент  $\beta$ , определяющий эффективность системы хранения энергии в процессе реагирования на изменения в сети, был установлен на уровне  $0,1 - 0,2$  на основе моделирования идеальной динамики заряда/разряда этих систем и их вклада в регулирование напряжения.

Ограничения на параметры работы СНЭЭ, мощность заряда:

$$0 \leq P_{\text{заряд},i,t} \leq P_{\text{заряд},\text{max},i}$$

где  $P_{\text{заряд},i,t}$  — мощность заряда системы хранения энергии на шине  $i$  в момент времени  $t$ , (Вт или о.е.);  
 $P_{\text{заряд},\text{max},i}$  — максимально допустимая мощность заряда для шины  $i$ , (Вт или о.е.);

Ограничения на мощность разряда:

$$P_{\text{разряд},\text{min},i} \leq P_{\text{разряд},i,t} \leq 0,$$

где  $P_{\text{разряд},i,t}$  — мощность разряда системы хранения на шине  $i$  в момент времени  $t$ , (Вт или о.е.);

$P_{\text{разряд},\text{min},i}$  — минимально допустимая мощность разряда для шины  $i$ , (Вт или о.е.).

Ограничения на уровень заряда (УЗ) батареи на шине  $i$  в момент времени  $t$  на минимальный уровень заряда (о.е.):

$$УЗ_{\text{min},i} \leq УЗ_{i,t}$$

аналогично на максимальный уровень заряда:

$$УЗ_{i,t} \leq УЗ_{\text{max},i}$$

Ограничения по напряжению:  $U_{\text{min}} \leq U_{i,t} \leq U$ .

В контексте управления электроэнергетическими системами реакция на спрос (demand response) — это механизм управления потреблением электроэнергии с целью поддержания баланса между спросом и предложением на электроэнергию. Пределы реакции на спрос определяют, насколько и в каких пределах можно изменять потребление электроэнергии в ответ на сигналы управления или изменения состояния электрической сети.

В данном случае пределы на реакцию на спрос:

$$0 \leq P_{PC,i,t} \leq P_{PC,\text{max},i}$$

$P_{PC,i,t}$  — изменение активной мощности (реакция на спрос) в узле  $i$  в момент времени  $t$ , (Вт или о.е.);  
 $P_{PC,\text{max},i}$  — максимальное возможное изменение активной мощности в узле  $i$ , (Вт или о.е.).

СНЭЭ играют важную роль в регулировании работы распределенных электроэнергетических систем, предоставляя возможность накапливать избыточную энергию в периоды низкого спроса и выдавать её в периоды высокого спроса. Для эффективной работы разрабатываемого алгоритма важно учитывать пределы мощности, которую могут выдавать или поглощать СНЭЭ, которые зависят от технических характеристик систем накопления энергии, таких как их емкость, эффективность и текущий уровень заряда.

Пределы систем хранения энергии:

$$P_{\text{накопитель},\text{min}} \leq P_{\text{накопитель},i,t} \leq P_{\text{накопитель},\text{max},i}$$

где  $P_{\text{накопитель},\text{min}}$  — минимально возможное количество энергии, которое система накопления может выдавать или поглощать (Вт или о.е.);

$P_{\text{накопитель},\text{max},i}$  — максимально возможное количество энергии, которое система накопления может выдавать или поглощать.

**4. Результаты моделирования.** Моделирование основывалось на предложенном трехуровневом алгоритме управления напряжением в распределенных сетях с ФП. Для анализа работы алгоритма использовался набор данных, которые были получены с данных «Solar Power Generation Data» на двух электростанциях в Индии [13] и включали информацию о выработке электроэнергии, проходящей через инверторы, а также данные датчиков инверторной системы (температура, солнечная иррадиация и другие параметры). Данные о генерации и данные с датчиков собирались с интервалом в 15 минут в течение 34 дней. Выбор используемого набора данных обусловлен его открытой информацией и подтвержденной корректностью информации открытой международной платформы Kaggle [13]. Важно

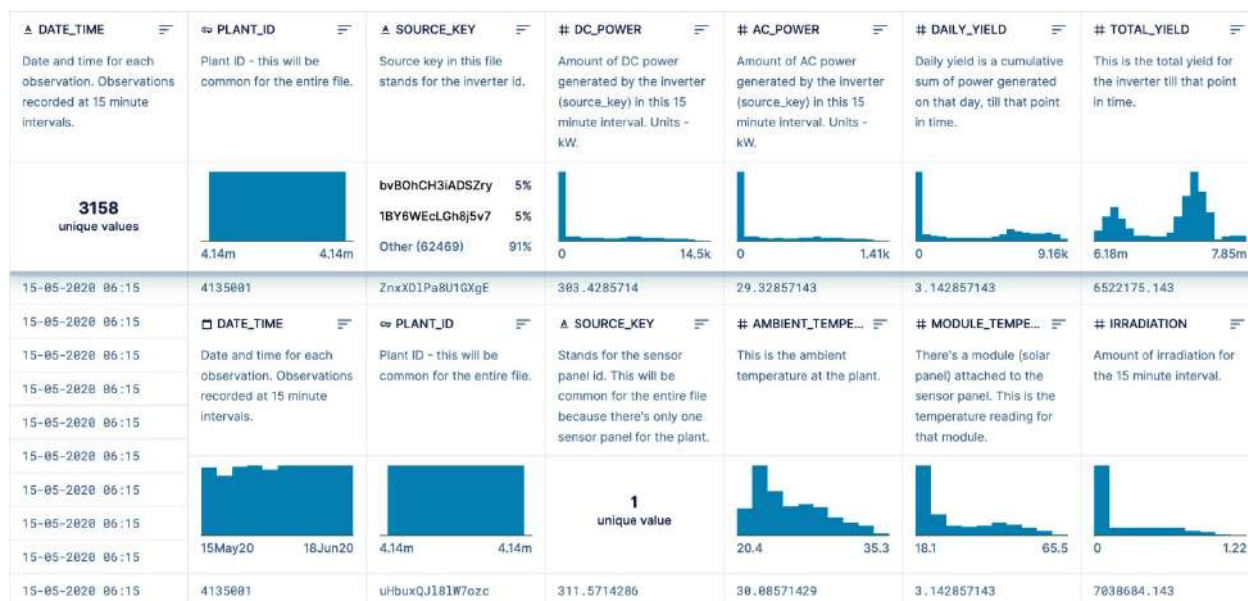


Рис. 1. Пример используемого открытого набора данных

отметить, что энергетические данные Российской Федерации в настоящее время являются стратегически важной информацией и не публикуются в открытом доступе для общих целей. Это обстоятельство ограничивает возможность использования российских данных для проведения исследований. Поэтому в данном исследовании были использованы открытые данные, доступные на платформе Kaggle, что позволяет провести аналогичное моделирование и верификацию разработанных алгоритмов управления энергосистемами.

Представленный набор данных состоит из набора файлов, где один файл содержит подробную информацию о выработке электроэнергии на уровне инвертора (каждый инвертор подключен к нескольким линиям ФП), а другой — показания датчиков инверторной системы на уровне установки, полученных с одного оптимально расположенного массива датчиков. Пример данных из набора представлен на рис. 1, заголовки таблицы не переводились с английского языка, чтобы показать исходный формат (тот, в котором данные представлены в источнике) используемого набора данных.

На первом уровне алгоритма проводилось ежедневное планирование работы системы хранения энергии с целью поддержания напряжения в пределах номинальных значений. Результаты демонстрируют снижение среднесуточного отклонения напряжения, что подтверждает эффективность предложенного подхода.

На втором уровне была выполнена компенсация реактивной мощности, что, согласно визуализированным данным, позволило эффективно регулировать напряжение в сети при колебаниях активной мощности.

Третий уровень обеспечивал управление напряжением с использованием СНЭЭ. Результаты показали значительное улучшение стабильности напряжения даже при значительных отклонениях.

Реализация алгоритма на представленном наборе данных происходила на языке программирования Python в среде Jupyter Notebook под управлением операционной системы Mac OS. Данная система была выбрана исключительно по причине ее наличия и удобства использования, так как она является Linux-подобной. Использование Linux-подобных систем предпочтительно при работе с языком программирования Python, поскольку они обеспечивают доступ к наиболее актуальным обновлениям библиотек, которые могут быть недоступны на системах Windows. Для визуализации и интерпретации результатов работы было построено несколько графиков с использованием библиотек Matplotlib и Seaborn.

Процесс адаптации алгоритма к реальным данным включал преобразование модели для анализа данных о мощности как постоянного, так и переменного тока (DC/AC inverter power). Построенные графики иллюстрировали связь между отклонением напряжения и мощности как DC, так и AC части инвертора, что позволило более глубоко проанализировать динамику системы. Важно отметить, что регулирование напряжения изменением реактивной мощности относится только к сетям переменного тока, поскольку в сетях постоянного тока такой проблемы не существует. В данных наборах присутствует информация о мощности постоянного (DC) и переменного (AC) тока, что позволяет учитывать различные режимы работы инверторов [13].

Построенные графики иллюстрировали связь между отклонением напряжения и мощности постоянного тока, что позволило более глубоко проанализировать динамику системы.

На рис. 2 изображен график, отражающий зависимость отклонения напряжения от отклонения мощности постоянного тока, согласно исследуемому набору данных. На всех графиках месяц май был выбран для примера, разработанный программный код позволяет выбрать любую дату из существующих, при условии наличия данной информации в выбранную дату в наборе данных. Отображение времени используется согласно установленному формату набора данных, где первое число — это номер месяца (05-май), второе число — это день месяца, третье число — время суток этого дня. Анализируемый интервал в 24 часа позволяет детально рассмотреть суточную динамику системы. Зависимость отклонения активной мощности постоянного тока (DC) от времени в течение суток. Это позволяет оценить суточные изменения мощности и их влияние на работу системы.

На рис. 3 изображен график реактивной мощности, иллюстрирующий пределы регулирования реактивной мощности в ответ на изменение активной мощности, тем самым регулируя напряжение в сети.

На рис. 4 показана реакция на спрос в зависимости от температуры окружающей среды. Алгоритм учитывает коэффициент  $\alpha$ , который используется для регулирования потребления энергии на основе отклонений температуры окружающей среды от её среднего значения. Алгоритм реагирует на изменение температуры окружающей среды, корректируя потребление энергии. Коэффициент  $\alpha$  определяет степень влияния температуры на потребление. Таким образом, график демонстрирует реакцию системы на изменение температуры, где температура сначала возрастает, а затем опускается в течение дня.

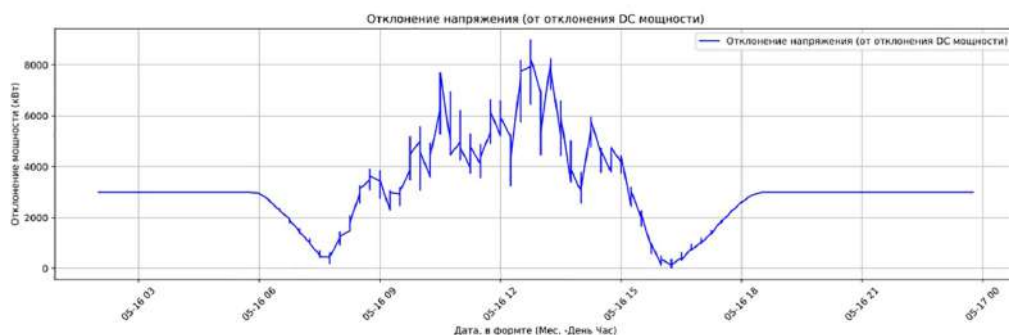


Рис. 2. График интерпретации отклонения напряжения от отклонения мощности постоянного тока

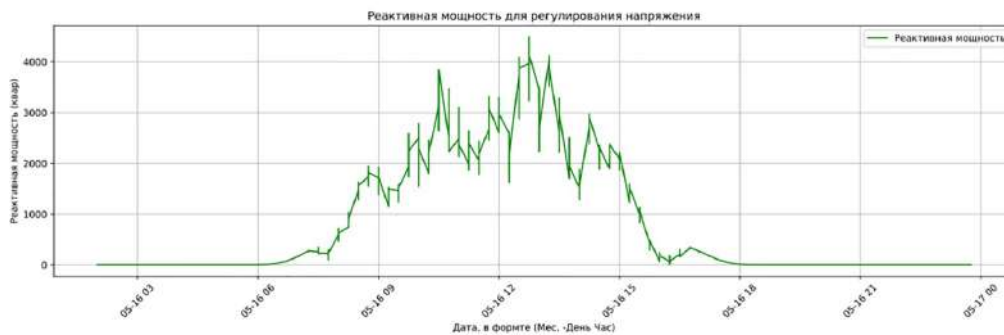


Рис. 3. График предела реактивной мощности в рассматриваемой системе в конкретное время



Рис. 4. График реакции спроса на электроэнергию в зависимости от температуры окружающей среды

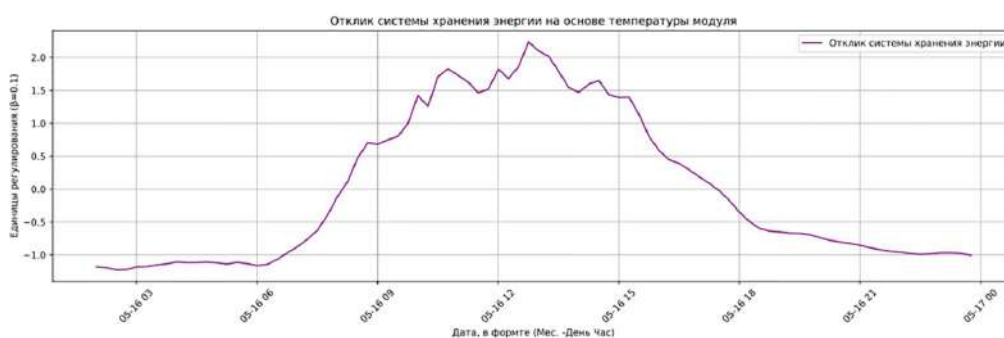


Рис. 5. График реакции системы хранения энергии на температуру модуля

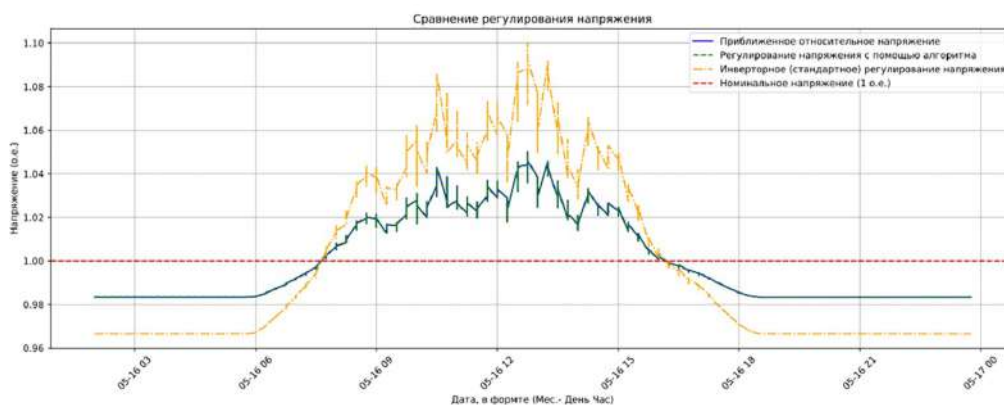


Рис. 6. Демонстрация работы алгоритма на исследуемом наборе данных

На рис. 5 показан отклик системы хранения энергии на изменение температуры модуля. Алгоритм учитывает коэффициент  $\beta$ , который используется для регулирования отклика системы хранения энергии на основе отклонений температуры модуля от её среднего значения. Алгоритм реагирует на из-

менение температуры модуля, корректируя отклик системы хранения энергии. Коэффициент  $\beta$  определяет степень влияния температуры на отклик системы. График демонстрирует, как система хранения энергии адаптируется к изменениям температуры модуля в течение суток.



В представленной симуляции работы алгоритма включены две стратегии управления, одна из которых для «жесткого», другая — для «мягкого» регулирования напряжения, чтобы обеспечить максимальную эффективность в различных условиях. Жесткое регулирование предполагает строгое соблюдение установленных параметров напряжения, в то время как мягкое регулирование позволяет большую гибкость в поддержании напряжения. Сравнительный график, представленный на рис. 6, иллюстрирует эффективность обеих стратегий и подчеркивает универсальность модели, где приближенное относительное напряжение — это величина, которая показывает отклонение фактического напряжения от номинального значения в относительных единицах (о.е.). Номинальное значение напряжения принимается за 1 о.е. (единицу), и все отклонения выражаются относительно этого значения.

**Заключение.** Разработанная модель управления напряжением в распределительных сетях с интеграцией солнечных фотоэлектрических панелей демонстрирует эффективность в обеспечении стабильности и надежности системы. Трехуровневый подход позволяет комплексно решать задачи управления и оптимизации энергосистемы.

На первом уровне осуществляется планирование работы инверторов с учетом предполагаемых показателей генерации солнечной энергии, обеспечивая оптимальное распределение нагрузок.

Второй уровень включает в себя меры по компенсации изменений реактивной мощности, что позволяет управлять напряжением в сети, учитывая переменчивость условий и нагрузок.

Третий уровень охватывает дополнительные механизмы управления, такие как использование ответного спроса и систем хранения энергии, для обеспечения стабильности напряжения даже при значительных изменениях внешних условий.

Графические материалы и анализ открытого набора данных реальных условий эксплуатации солнечных электростанций подтверждают универсальность и адаптивность предложенного алгоритма, демонстрируя его способность обеспечивать стабильное управление напряжением в широком диапазоне условий.

#### Библиографический список

1. Кубарьков Ю. П., Кулаев И. С., Алехин Р. А. Оптимизация уровней напряжения в активно-адаптивных сетях с распределенной генерацией // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2018. № 3 (59). С. 154–164. EDN: YPDAIP.
2. Николаева И. О. Особенности интеграции фотоэлектрических установок в архитектуру зданий (на примере научно-производственных комплексов) // Архитектура и современные информационные технологии. 2023. № 2 (63). С. 115–129. DOI: 10.24412/1998-4839-2023-2-115-129. EDN: VZDYPK.
3. Ефимова А. Н., Тимофеев Е. В., Эрк А. Ф. [и др.]. Результаты экспериментальных исследований солнечной электростанции // АгроЭкоИнженерия. 2021. № 3 (108). DOI: 10.24412/2713-2641-2021-3108-4-12. EDN: KWRADK.
4. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы каче-

ства электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 01–07–2014. Москва: Стандартинформ, 2014. 16 с.

5. Emarati M., Barani M., Farahmand H. [et al.]. A two-level over-voltage control strategy in distribution networks with high PV penetration // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2021. Vol. 130. P. 106763. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.106763.
6. Абдали Л. М., Кувшинов В. В., Бекиров Э. А. [и др.]. Моделирование параметров управления интегрированной системой солнечной генерации и накопления энергии // Строительство и техногенная безопасность. 2020. № 18 (70). DOI: 10.37279/2413-1873-2020-18-133-142.
7. Фишов А. Г., Клавсуц И. Л., Хайруллина М. В. [и др.]. Технологическое решение проблемы регулирования напряжения в распределенной энергетике // Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. 2016. № 3. С. 41–48. DOI: 10.14529/power160305. EDN: WNDUFL.
8. Булатов Ю. Н. Групповые прогностические регуляторы напряжения и частоты для установок распределенной генерации // iPolytech Journal. 2021. Т. 25, № 5. С. 568–585. DOI: 10.21285/1814-3520-2021-5-568-585.
9. Kim B., Nam Y.-H., Ko H. [et al.]. Novel Voltage Control Method of the Primary Feeder by the Energy Storage System and Step Voltage Regulator // Energies. 2019. Vol. 12. 3357. DOI: 10.3390/en12173357.
10. ГОСТ 29322-2014. Напряжения стандартные. Введ. 01–10–2015. Москва: Стандартинформ, 2015. 12 с.
11. ГОСТ Р 58092.1-2021. Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Термины и определения. Введ. 01–21–2021. Москва: Стандартинформ, 2021. 44 с.
12. Kontis E. O., Kryonidis G. C., Nousedilis A. I. [et al.]. A two-layer control strategy for voltage regulation of active unbalanced LV distribution networks // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2019. Vol. 111. P. 216–230. DOI: 10.1016/j.ijepes.2019.04.020.
13. Sethia R. Descriptive Analysis for Solar Power Generation [Data set]. Kaggle. 2020. URL: <https://www.kaggle.com/code/rishabh6377/descriptive-analysis-for-solar-power-generation> (дата обращения: 04.12.2023).

**КУЗЬМЕНКО Владимир Павлович**, кандидат технических наук, доцент кафедры электромеханики и робототехники (№ 32) Санкт-Петербургского государственного университета аэрокосмического приборостроения, г. Санкт-Петербург.

SPIN-код: 3159-4202

AuthorID (РИНЦ): 1111872

AuthorID (SCOPUS): 57215003337

ORCID: 0000-0002-0270-4875

Адрес для переписки: mr.konnny@gmail.com

#### Для цитирования

Кузьменко В. П. Трехуровневый алгоритм управления напряжением в распределенных электрических сетях с солнечными фотоэлектрическими системами // Омский научный вестник. 2024. № 3 (191). С. 82–92. DOI: 10.25206/1813-8225-2024-191-82-92.

Статья поступила в редакцию 17.01.2024 г.

© В. П. Кузьменко

# THREE-LEVEL VOLTAGE CONTROL ALGORITHM IN DISTRIBUTED ELECTRICAL NETWORKS WITH SOLAR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

Modern energy systems are increasingly integrating renewable energy sources, presenting new challenges for voltage regulation. This study aims to model the voltage regulation process in the context of distributed electrical grids equipped with solar photovoltaic systems. A three-tier voltage control algorithm is proposed, which analyzes and integrates data on solar generation, suggests optimal actions for managing energy storage systems, calculates voltage levels, and recommends measures for controlling inverter reactive power to effectively mitigate voltage fluctuations. The study employs methods of mathematical averaging of time series and optimization based on the analysis of real data. The algorithm's performance is evaluated using an open dataset of solar energy generation. The results show a significant improvement in voltage regulation metrics, conforming to the standards established by GOST 32144-2013. This validates the effectiveness of the proposed voltage control method in electrical grids incorporating solar photovoltaic systems.

**Keywords:** solar photovoltaic systems, distributed electrical grids, voltage regulation, renewable energy sources, reactive power control algorithms, inverter reactive power.

## References

1. Kubarkov Yu. P., Kulayev I. S., Alekhin R. A. Optimizatsiya urovney napryazheniya v aktivno-adaptivnykh setyakh s raspredelennoy generatsiyey [Optimization of voltage levels in active-adaptive networks with distributed generation] // Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Tekhnicheskiye nauki. *Vestnik of Samara State Technical University (Technical Sciences Series)*. 2018. No. 3 (59). P. 154–164. EDN: YPDAIP. (In Russ.)
2. Nikolayeva I. O. Osobennosti integratsii fotoelektricheskikh ustanovok v arkhitekturu zdaniy (na primere nauchno-proizvodstvennykh kompleksov) [Features of the integration of photovoltaic systems into the architecture of buildings (on the example of research, development, and production facilities)] // Arkhitektura i sovremennyye informatsionnyye tekhnologii. *Architecture and Modern Information Technologies*. 2023. No. 2 (63). P. 115–129. DOI: 10.24412/1998-4839-2023-2-115-129. EDN: VZDYPK. (In Russ.)
3. Efimova A. N., Timofeyev E. V., Erk A. F. [et al.]. Rezul'taty eksperimental'nykh issledovaniy solnechnoy elektrostantsii [Results of the experimental study of a solar power plant] // AgroEkolnzheneriya. *AgroEcoEngineering*. 2021. No. 3 (108). DOI: 10.24412/2713-2641-2021-3108-4-12. EDN: KWRADK. (In Russ.)
4. GOST 32144-2013. Elektricheskaya energiya. Sovmestimost' tekhnicheskikh sredstv elektromagnitnaya. Normy kachestva elektricheskoy energii v sistemakh elektrosnabzheniya obshchego naznacheniya [Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems]. Moscow, 2014. 16 p. (In Russ.)
5. Emarati M., Barani M., Farahmand H. [et al.]. A two-level over-voltage control strategy in distribution networks with high PV penetration // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2021. Vol. 130. P. 106763. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.106763. (In Engl.)
6. Abdali L. M., Kuvshinov V. V., Bekirov E. A. [et al.]. Modelirovaniye parametrov upravleniya integrirovannoy sistemoy solnechnoy generatsii i nakopleniya energii [Development of the simulation and control system for an integrated solar energy generation and storage] // Stroitel'stvo i tekhnogennaya bezopasnost'. *Construction and Industrial Safety*. 2020. No. 18 (70). DOI: 10.37279/2413-1873-2020-18-133-142. (In Russ.)
7. Fishov A. G., Klavuts I. L., Khayrullina M. V. [et al.]. Tekhnologicheskoye resheniye problemy regulirovaniya napryazheniya v raspredelennoy energetike [Technological solution to voltage regulation problem in distributed generation] // Vestnik YuUrGU. Seriya: Energetika. *Bulletin of South Ural State University. Series Power Engineering*. 2016. No. 3. P. 41–48. DOI: 10.14529/power160305. EDN: WNDUFL. (In Russ.)
8. Bulatov Yu. N. Gruppyvye prognosticheskiye regulatory napryazheniya i chastoty dlya ustanovok raspredelennoy generatsii [Group predictive voltage and frequency regulators for distributed generation installations] // Vestnik YuUrGU. Seriya: Energetika. *iPolytech Journal*. 2021. Vol. 25, no. 5. P. 568–585. DOI: 10.21285/1814-3520-2021-5-568-585. (In Russ.)
9. Kim B., Nam Y.-H., Ko H. [et al.]. Novel Voltage Control Method of the Primary Feeder by the Energy Storage System and Step Voltage Regulator // Energies. 2019. Vol. 12. 3357. DOI: 10.3390/en12173357. (In Engl.)
10. GOST 29322-2014. Napryazheniya standartnyye. [Standard voltages]. Moscow, 2015. 12 p. (In Russ.)
11. GOST R 58092.1-2021. Sistemy nakopleniya elektricheskoy energii (SNEE). Terminy i opredeleniya [Electric Energy Storage

(ESS) Systems. Terms and definitions]. Moscow, 2021. 44 p. (In Russ.).

12. Kontis E. O., Kryonidis G. C., Nousedis A. I. [et al.]. A two-layer control strategy for voltage regulation of active unbalanced LV distribution networks // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2019. Vol. 111. P. 216–230. DOI: 10.1016/j.ijepes.2019.04.020. (In Engl.).

13. Sethia R. Descriptive Analysis for Solar Power Generation [Data set]. Kaggle. 2020. URL: <https://www.kaggle.com/code/rishabh6377/descriptive-analysis-for-solar-power-generation> (accessed: 04.12.2023). (In Engl.).

**KUZMENKO Vladimir Pavlovich**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Electromechanics and Robotics Department (No.

32), Saint Petersburg State University of Aerospace Instrumentation, Saint Petersburg.

SPIN-code: 3159-4202

AuthorID (RSCI): 1111872

AuthorID (SCOPUS): 57215003337

ORCID: 0000-0002-0270-4875

Correspondence address: mr.konnny@gmail.com

#### For citations

Kuzmenko V. P. Three-level voltage control algorithm in distributed electrical networks with solar photovoltaic systems // Omsk Scientific Bulletin. 2024. No. 3 (191). P. 82–92. DOI: 10.25206/1813-8225-2024-191-82-92.

Received January 17, 2024.

© V. P. Kuzmenko