

УДК 621.311

EDN WERZGC

**МЕТОДИКА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ
ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ
ОСТРОВА ХУВЕНТУД (РЕСПУБЛИКА КУБА)
ПРИ БОЛЬШОЙ ДОЛЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СТАНЦИЙ И СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ**

О.М. Санчес Гомес

ORCID: 0009-0008-1611-0884 e-mail: odalysmaria1969@mail.ru

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Москва, Россия

О.Н. Кузнецов

ORCID: 0000-0002-6847-4718 e-mail: kuznetsovon@mpei.ru

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Москва, Россия

В.В. Чумаченко

ORCID: 0009-0001-1987-6243 e-mail: cvv.energo@gmail.com

АО «Росатом Энергохимтех»

Москва, Россия

В статье представлена методика управления режимами изолированной электроэнергетической системы (ЭЭС) острова Хувентуд (Куба) в условиях роста доли солнечной генерации до 100 %. На основе ретроспективных данных 2023 г. для двух сценариев развития до 2030 г. (2030 I – 32,1 % ВИЭ, 2030 II – 95 % ВИЭ) составлен почасовой баланс мощности и определены параметры систем накопления электроэнергии (СНЭЭ). С помощью программно-вычислительного комплекса *DigSILENT PowerFactory* оценена скорость изменения частоты при возмущениях (трехфазное короткое замыкание, отключение фотоэлектрической станции, отключение генерирующего агрегата). Показано, что для сценария 2030 II необходима СНЭЭ с мощностью разряда 34,87 МВт и срабатываемой энергоемкостью 408 МВт·ч, а также два синхронных компенсатора для обеспечения необходимой мощности короткого замыкания и инерции системы. Оценка надежности по показателям *LOLE/LOLP* демонстрирует, что только сценарий 2030 II обеспечивает нулевое количество часов дефицита ($LOLE = 0$ ч/год). Разработанная методика базируется на четырехуровневой иерархической структуре (прогнозирование, предиктивное управление, регулирование в реальном времени и противоаварийное управление) и включает пятишаговый алгоритм действий оператора при аварийных ситуациях, учитывающий специфику сценария 2030 II, где генераторы на мазуте используются только в исключительных случаях (длительные дожди, аварии, плановое обслуживание). Результаты подтверждают, что предложенная методика обеспечивает поддержание частоты в пределах нормируемого диапазона (59,7...60,2 Гц) и ограничивает скорость

изменения частоты допустимыми значениями. Результаты исследования могут быть использованы для планирования развития изолированной ЭЭС с генерацией на базе возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова: динамическая устойчивость; изолированная энергосистема; синхронный компенсатор; скорость изменения частоты; система накопления электроэнергии; управление режимами ЭЭС; регулирование частоты; фотоэлектрическая станция.

Для цитирования: Санчес Гомес О.М., Кузнецов О.Н., Чумаченко В.В. Методика управления режимами изолированной энергосистемы острова Хувентуд (Куба) при большой доле солнечной генерации и систем накопления энергии // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 3. С. 68-84. EDN WERZGC

METHODOLOGY FOR OPERATING MODES MANAGEMENT OF THE ISLA DE LA JUVENTUD (CUBA REPUBLIC) ISOLATED POWER SYSTEM UNDER HIGH PENETRATION OF PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS AND ENERGY STORAGE SYSTEMS

O.M. Sanchez Gomez

ORCID: 0009-0008-1611-0884 e-mail: odalysmaria1969@mail.ru
National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (MPEI)
Moscow, Russia

O.N. Kuznetsov

ORCID: 0000-0002-6847-4718 e-mail: kuznetsovon@mpei.ru
National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (MPEI)
Moscow, Russia

V.V. Chumachenko

ORCID: 0009-0001-1987-6243 e-mail: cvv.energo@gmail.com
JSC “Rosatom Energochimtech”
Moscow, Russia

Abstract. The article presents a methodology for controlling the regimes of the isolated electric power system (EPS) of the isla de la Juventud (Cuba Republic) in the context of an increase in the share of photovoltaic generation to 95 %. Based on retrospective data from 2023, an hourly capacity balance was compiled and the parameters of electric storage systems (ESS) were determined for two development scenarios up to 2030 (2030 I – 32.1 % RES, 2030 II – 95 % RES). Using analytical calculations and simulations in the DIgSILENT PowerFactory, the rate of frequency change during disturbances (three-phase short circuit, shutdown of the photovoltaic plant, shutdown of the generator) was estimated. It is shown that the 2030 II scenario requires a EES with a discharge capacity of 34.87 MW and an operating energy capacity of 408 MWh, as well as two synchronous

Keywords: transient stability; isolated power system; synchronous compensator; rate of frequency change; electric energy storage system; management of EPS operating modes; frequency control; photovoltaic power plant.

I. Введение

[illegible]

Fig. 1. Geographical location of the isla de la Juventud (Cuba Republic)

Высокая доля ФЭС в структуре генерирующих мощностей ЭЭС порождает проблему быстрого изменения частоты из-за снижения электромеханически связанных вращающихся масс системы и при быстрых и значительных изменениях потока солнечной энергии или нагрузки частота претерпевает значительные изменения [4].

В Республике Куба эксплуатация ЭЭС регламентируется Техническим регламентом № 136 [8], который устанавливает допустимое значение частоты в нормальном режиме: в диапазоне 59,7-60,2 Гц, в аварийном режиме – не ниже 59,2 Гц и не выше 61,5 Гц при номинальном значении 60 Гц. Для регулирования частоты электрического тока применяются системы накопления электроэнергии (СНЭЭ) с частотнозависимой выдачей/потреблением активной мощности [5] на основе литий-ионных батарей и обладают высокой скоростью изменения активной мощности (миллисекунды), что делает их основным элементом обеспечения устойчивости регулирования частоты в ЭЭС. Альтернативным решением является применение синхронных компенсаторов, на базе существующих синхронных генераторов [6].

В настоящей работе предусмотрено два сценария развития генерирующих мощностей ЭЭС острова Хувентуд на период до 2030 г.: сценарий 2030-I, который предполагает электроснабжение ГА на ИТ и установку ФЭС с СНЭЭ, и сценарий 2030-II, который предполагает электроснабжение нагрузки исключительно с помощью ФЭС с СНЭЭ.

Таким образом, актуальность данного исследования обусловлена необходимостью разработки методики управления режимами работы изолированной ЭЭС острова Хувентуд. при значительной доле фотоэлектрической генерации, обеспечивая соблюдение нормативных требований к частоте и напряжению при минимизации использования резервных источников на ИТ.

Цель представленного исследования – разработка методики управления режимами ЭЭС в изолированной энергосистеме острова Хувентуд (Куба) в условиях роста доли фотоэлектрической генерации, обеспечивающую устойчивую работу системы.

II. Сценарии развития ЭЭС (2030 I и 2030 II)

На основе прогноза роста нагрузки (среднегодовой прирост 4,1 % до 2024 г. включительно) и планов сооружения новых ФЭС [9] разработаны два сценария развития ЭЭС острова Хувентуд. Параметры нагрузки на 2023 г.: дневной максимум нагрузки 16,67 МВт, вечерний – 24,58 МВт. Выработка электроэнергии осуществляется на генерирующих агрегатах на мазуте, и в дневное время ФЭС с максимальным значением мощности 3,99 МВт. Для вариантов развития ЭЭС острова Хувентуд 2030-I и 2030-II

на основе прогноза нагрузки получены следующие данные: дневной максимум нагрузки 23,21 МВт, вечерний – 31,13 МВт. Потери активной мощности в электрической сети, включая технологические, приняты в соответствии с фактическим состоянием 12 %.

Сценарий 2030 I (умеренный). Установленная мощность ФЭС составляет 19,83 МВт (существующие 4,2 МВт и вновь сооружаемые 15,6 МВт). Доля ВИЭ достигает 32,1 % в структуре генерирующих мощностей ЭЭС острова. СНЭЭ состоит из существующего накопителя (мощность 10 МВт и энергоемкость 3,33 МВт·ч) СНЭЭ-1 и вновь сооружаемого (мощность 5,5 МВт и энергоемкость 27,5 МВт·ч) СНЭЭ-2. Заряд СНЭЭ-2 осуществляется в дневные часы: 5 МВт в течение 5 часов, а в час максимального значения мощности солнечной генерации (13:00) заряжаются СНЭЭ-1 мощностью 3,3 МВт и СНЭЭ-2 мощностью 2,5 МВт. Суммарная энергия заряда составляет 30,8 МВт·ч. Наибольшая суммарная мощность накопителей энергии в режиме разряда достигает 7,88 МВт в 01:00. ГА на мазуте единичной мощностью 3,8 МВт работают по экономическому графику с технологическим минимумом 1,9 МВт на агрегат. Расход мазута сокращается на 37,6 % по сравнению с базовым состоянием 2023 г.

Сценарий 2030 II (радикальный). Установленная мощность ФЭС – 66,54 МВт, что составляет 100 % в структуре генерирующих мощностей ЭЭС острова. Параметры системы накопления электроэнергии с учетом КПД 86 % определены из условий почасового баланса мощности и электроэнергии ЭЭС, при этом срабатываемая энергоемкость 408 МВт·ч, заряд осуществляется в дневные часы при мощности 40,54 МВт и разряд при мощности 34,87 МВт. Электроснабжение с помощью ГА на мазуте на производится. Два синхронных ГА (Г1, Г2) работают в режиме синхронных компенсаторов с минимально возможной выдачей активной мощности, обеспечивая наличие электромагнитно связанных вращающихся масс и необходимый уровень тока короткого замыкания. Экономия мазута – 16,8 млн л/год. Электрическая сеть имеет достаточную пропускную способность линий электропередачи и трансформаторов с учетом увеличения мощности нагрузки.

III. Расчет динамической устойчивости и регулирования частоты ЭЭС

Для оценивания достаточности состава генерирующего оборудования и способа регулирования частоты в ЭЭС необходимо рассчитать электромеханические переходные процессы при изменении составляющих баланса мощности в ЭЭС. В расчетах динамической устойчивости ЭЭС моделируется короткое замыкание на воздушной линии длительностью 200 мс с неуспешным автоматическим повторным включением (АПВ) с бестоковой

PC  MAH I  MAH II 

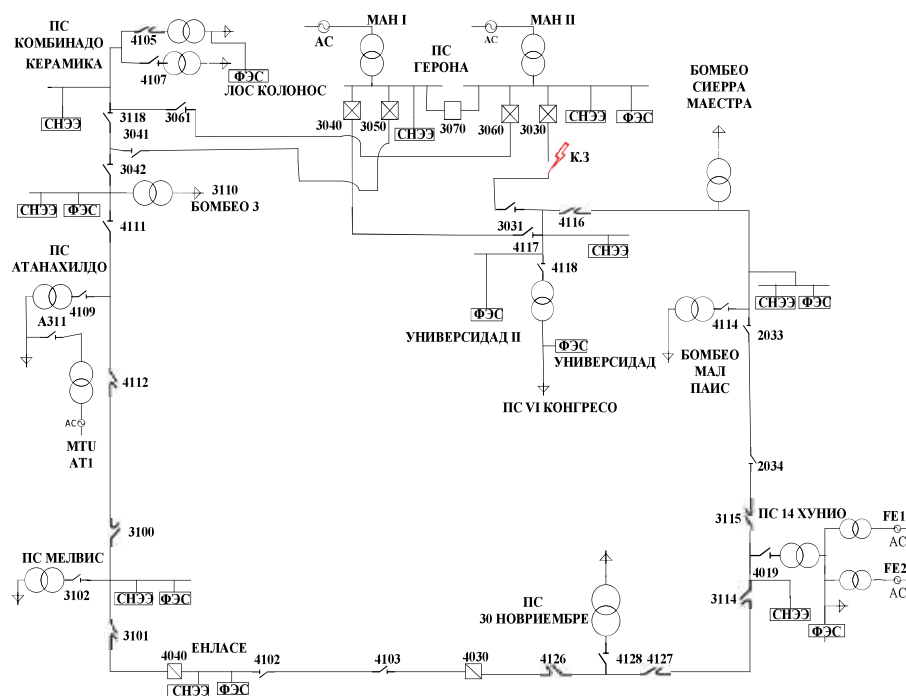


Fig. 2. Power system diagram

На рис. 3 показано изменение частоты электрического тока и напряжения в месте возникновения КЗ. Система устойчива – частота восстанавливается до номинального значения 60 Гц, значение напряжения устанавливается равным в установившемся режиме.

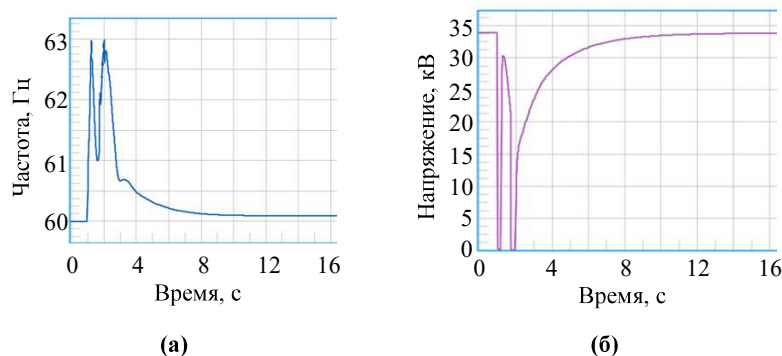


Рис. 3. График изменения частоты (а) и напряжения (б) при трехфазном КЗ на линии 3030, вариант 2023

Fig. 3. Graph of frequency (a) and voltage (b) changes with three-phase short circuit on line 3030, option 2023

Выполнены расчеты ряда переходных процессов. Результаты приведены далее в описательном порядке. В случае большей доли ФЭС (сценарий 2030-I) частота имеет большее отклонение до 63,8 Гц, система сохраняет устойчивость. При доле ФЭС 100 % (сценарий 2030-II) благодаря работе СНЭЭ максимальное отклонение частоты 62,4 Гц. При отключении ФЭС «Тупак Амару» (6,25 МВт) в сценарии 2030 I частота электрического тока снижается до 59,61 Гц, напряжение снижается с 34,0 кВ до 32,0 кВ (0,94 о.е.), восстанавливаясь до значения послеаварийного установившегося режима в течение 3 с. Регулирование частоты в системе устойчиво.

При отключении ФЭС «Мелвис» (6,25 МВт) в сценарии 2030 II приведено на 5-й секунде частота снизилась до 59,75 Гц, затем поднялась до максимального значения 60,62 Гц, и затем установилась на уровне 60,0 Гц в 5,1 с, после кратковременных колебаний значение напряжения на шинах 34,5 кВ установилось на уровне 33,75 кВ. Быстрый переход ЭЭС в установившийся режим обеспечен действием систем управления СНЭЭ. При отключении синхронного ГА мощностью 3,5 МВт в сценарии 2030 частота снижается до 59,9 Гц, напряжение снижается до 32,4 кВ (2,4 %). Значения частоты и напряжения восстанавливаются до значения допустимых в послеаварийном установившемся режиме менее чем за 1 секунду. В сценарии 2030-II при отключении синхронного генератора 1,9 МВт. Частота снижается с 60,17 до 59,7 Гц. Значения частоты и напряжения восстанавливаются до допустимых значений в послеаварийном установившемся режиме менее чем за 1 секунду.

IV. Методика управления режимами изолированной ЭЭС

Обобщая приемы планирования режимов и управление установившимися и переходными режимами изолированной ЭЭС на примере системы острова Хувентуд сформулируем основные положения методики управления режимами изолированной ЭЭС.

Уровень 1 – Планирование и прогнозирование (горизонт: 24 – 48 часов)

Этап 1.1 – Прогнозирование нагрузки и генерации ФЭС.

Входные данные: исторические данные потребления за 2019-2024 гг., метеорологический прогноз (солнечная радиация, температура, облачность).

Алгоритм: рекуррентная нейронная сеть типа *LSTM* (*Long Short-Term Memory*) [15] с временным окном 168 часов [16]. Дополнительно используется классификатор для определения режима работы системы:

– режим А (нормальный): нормальная работа ЭЭС с генерацией на базе ФЭС и СНЭЭ без генерации на ИТ;

– режим Б (особый): возникает при условии двух последовательных дней с дождливой погодой, вызывающих значительное снижение выработки электроэнергии на ФЭС, либо при плановом техническом обслуживании ФЭС или СНЭЭ, либо при аварийном отключении генерирующего оборудования и требует использования ГА на ИТ [14].

Выходные данные: прогнозный график нагрузки и график мощности ФЭС с шагом 15 минут, а также признак режима (А/Б).

Этап 1.2 – Оптимизация суточного графика работы.

Методика разделяет оптимизацию на два режима в зависимости от признака режима, полученного на этапе 1.1.

Режим А (нормальный):

Критерий управления: максимизация использования возобновляемой энергии и минимизация количества циклов заряда-разряда СНЭЭ (для продления срока службы) [17].

Ограничения: $P_{\text{ИТ}}(t) = 0$ (ГА на ИТ отключены).

Баланс мощности, энергии:

$$P_{\text{ФЭС}}(t) + P_{\text{СНЭЭ разр.}}(t) = P_{\text{нагр}}(t) + P_{\text{СНЭЭ зар}}(t);$$

$$W(t+1) = W(t) + \eta_{\text{зар}} \cdot P_{\text{СНЭЭ зар}}(t) \cdot 1 \text{ час} - \frac{P_{\text{СНЭЭ разр}}(t) \cdot 1 \text{ час}}{\eta_{\text{разр}}};$$

$$W_{\min} = 0,2 \cdot W_{\text{ном}} \leq W(t) \leq W_{\max} = 0,95 \cdot W_{\text{ном}};$$

$$0 \leq P_{\text{СНЭЭ зар}}(t) \leq P_{\text{СНЭЭ зар max}},$$

где $P_{\text{ИТ}}(t)$ – активная мощность ГА на ИТ; $P_{\text{ФЭС}}(t)$ – активная мощность ФЭС, МВт; $P_{\text{нагр}}(t)$ – активная мощность нагрузки, МВт; $P_{\text{СНЭС зар}}(t)$ – активная мощность заряда СНЭЭ, МВт; W_{min} – минимально допустимый уровень энергозаряда СНЭЭ, МВт·ч, $W(t)$ – уровень энергозаряда СНЭЭ, МВт·ч; W_{max} – максимально допустимый уровень энергозаряда СНЭЭ, МВт·ч; $W_{\text{ном}}$ – номинальная энергоемкость СНЭЭ, МВт·ч; $P_{\text{СНЭС зар}}(t)$ – активная мощность СНЭЭ в режиме заряда, МВт; $P_{\text{СНЭС зар max}}$ – максимально допустимая активная мощность СНЭЭ в режиме заряда, МВт; $\eta_{\text{зар}}$ – КПД процесса заряда СНЭЭ, о.е.; $P_{\text{СНЭС зар}}(t)$ – активная мощность СНЭЭ в режиме разряда, МВт; $\eta_{\text{разр}}$ – КПД процесса разряда СНЭЭ, о.е.

Интервал дискретизации графика нагрузки составляет 1 ч.

Режим Б (особый):

Целевая функция – минимизация затрат на топливо ГА на ИТ [18]:

$$\min \sum (C_{\text{топл}} \cdot P_{\text{ИТ}} \cdot 1 \text{ час}),$$

где $C_{\text{топл}}$ – стоимость топлива; $P_{\text{ИТ}}$ – мощность ГА на ИТ.

Дополнительные ограничения. При одновременной работе генерации на ИТ и наличии ФЭС (например, при аварии СНЭЭ или частичной аварии ФЭС) должно соблюдаться: $P_{\text{ИТ}}(t) \geq 0,5 \cdot P_{\text{ИТ ном}}$. Если это условие не выполняется, СНЭЭ переводится в режим заряда или ограничивается выдаваемая мощность ФЭС. Если условие по-прежнему не выполнено, ГА на ИТ не включается.

Баланс мощности:

$$P_{\text{ФЭС}}(t) + P_{\text{СНЭС разр}}(t) + P_{\text{топл}}(t) = P_{\text{нагр}}(t) + P_{\text{СНЭС зар}}(t),$$

$$P_{\text{ИТ min}} \leq P_{\text{ИТ}}(t) \leq P_{\text{ИТ max}},$$

где $P_{\text{ИТ min}}$ – минимально допустимая активная мощность ГА на ИТ или технологический минимум, равный 50% номинальной мощности ГА, МВт; $P_{\text{ИТ max}}$ – максимально допустимая активная мощность ГА на ИТ, МВт.

Выходные данные: почасовой график работы генерации, нагрузки и СНЭЭ на предстоящие 24 часа.

Уровень 2 – Предиктивное управление (горизонт: 15 минут – 4 часа)

Этап 2.1 – Корректировка диспетчерского плана.

Входные данные: ошибка прогноза (разница активной мощности между прогнозным и текущим значениями), режим работы (А/Б).

Алгоритм: модель предиктивного управления (МПУ) со скользящим окном шириной 4 часа [19], обновляемая каждые 15 минут. МПУ решает задачу оптимизации на каждом шаге, учитывая текущее состояние системы и прогноз на ближайшие 4 часа. В режиме Б в МПУ предусмотрено соблюдение ограничения $P_{\text{ИТ}} \geq 50 \% \cdot P_{\text{ИТ ном}}$, где $P_{\text{ИТ ном}}$ – номинальная мощность ГА на ИТ, и производится заряд СНЭЭ.

Выходные данные: скорректированные уставки для каждого источника на следующие 4 часа.

Этап 2.2 – Управление зарядом СНЭЭ.

Входные данные: текущий уровень энергозаряда СНЭЭ, прогноз солнечной инсоляции на ближайшие 4 часа, прогноз нагрузки, режим работы, информация о плановых обслуживаниях или авариях.

Алгоритм управления зарядом разработан на основе рекомендаций [20] для литий-ионных накопителей энергии:

- если $W < 20\%$ и есть достаточная генерация ФЭС → приоритет зарядки СНЭЭ (режим А);
- если $W > 90\%$ и не ожидается облачность → снижение мощности зарядки или ограничение генерации ФЭС (режим А);
- если $W < 50\%$ и ожидаются 2 последовательных дня дождей → резервирование СНЭЭ для аварийных ситуаций, включение генерации на ИТ (режим Б). При включении генераторов проверяется выполнение условия $P_{\text{ИТ}} \geq 50\% \cdot P_{\text{ИТ ном}}$ (если есть солнечная генерация, она ограничивается или СНЭЭ переводится в режим заряда для обеспечения минимально допустимой загрузки ГА на ИТ);
- если $W > 80\%$ и ожидается вечерний максимум нагрузки → подготовка СНЭЭ к разряду.

Авария СНЭЭ или плановое обслуживание СНЭЭ → если ожидается длительное отключение накопителя, включаются ГА на ИТ (режим Б). Перед включением оценивается баланс: если ФЭС активна и расчетная мощность генератора менее 50 % номинальной, то СНЭЭ переводится в режим заряда (если уровень заряда менее 90 %) или снижение выдаваемой мощности ФЭС.

Авария или плановое обслуживание ФЭС → при частичной работоспособности ФЭС и необходимости включения генераторов применяется то же правило: $P_{\text{ИТ}} \geq 50\% \cdot P_{\text{ИТ ном}}$ за счет управления зарядом СНЭЭ или ограничения оставшейся ФЭС.

Уровень 3 – Регулирование в реальном времени (горизонт: миллисекунды – секунды).

Этап 3.1 – Первичное регулирование частоты.

Входные данные: отклонение частоты $\Delta f = f_{\text{изм}} - f_{\text{ном}}$, где $f_{\text{изм}}$ – измеренное значение частоты.

Алгоритм управления мощностью со статизмом по частоте реализован в соответствии с [21]. Измерение отклонения частоты от номинального значения 60 Гц выполняется каждые 20 мс.

Требуемое приращение мощности:

$$\Delta P = -K \cdot \Delta f,$$

где K – крутизна регулировочной характеристики мощности по частоте, $K = 20$ МВт/Гц (статизм регулирования 5 %). Распределение приращений мощности между СНЭЭ и инверторами ФЭС пропорционально их располагаемой мощности. Ограничение скорости изменения мощности инверторов ФЭС: не более 2 МВт/с.

При снижении частоты ниже 59,5 Гц – приоритетная мобилизация резерва СНЭЭ. При снижении частоты ниже 59,2 Гц – срабатывание автоматической частотной разгрузки (АЧР) с отключением неответственных потребителей.

Примечание для сценария 2030-II: если система работает в режиме Б с ГА на ИТ последние не участвуют в первичном регулировании частоты, а ограничивают скорость изменения частоты [22]. Первичное регулирование частоты осуществляется с помощью СНЭЭ и управления мощностью ФЭС.

Этап 3.2 – Вторичное регулирование частоты.

Алгоритм: интегральный регулятор [23], который возвращает частоту к номинальному значению 60 Гц за 10-15 секунд. В режиме А выходной сигнал направляется только на СНЭЭ. В режиме Б регулирование реализуется ГА на ИТ (медленная составляющая) и СНЭЭ (быстрая составляющая).

Этап 3.3 – Регулирование напряжения.

Входные данные: измеренное отклонение напряжения $\Delta U = U_{\text{изм}} - U_{\text{ном}}$ в контрольных узлах.

Алгоритм: автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) двух синхронных компенсаторов [24] поддерживают напряжение со статизмом 5 %. Инверторы ФЭС и СНЭЭ работают в режиме ведущего инвертора [25] участвуют в регулировании напряжения с статизмом 3 %.

Уровень 4 – Противоаварийное управление.

Этап 4.1 – Ограничение скорости изменения мощности инверторов.

Проблема: частота превышает аварийный предел 61,5 Гц.

Решение: установить ограничение скорости изменения активной мощности для всех инверторов ФЭС – не более 2 МВт/с. Это ограничение реализуется программно в системе управления инвертором.

Этап 4.2 – Перевод инверторов в режим ведущего инвертора.

Проблема: низкое значение эквивалентной механической постоянной инерции ЭЭС в сценарии 2030-II ($H_{\text{эке}} = 0,186$ с.) приводит к недопустимо высоким значениям скорости изменения частоты при расчетных возмущениях.

Решение: все инверторы ФЭС и СНЭЭ работают в режиме ведущего инвертора [25, 27]. Параметры системы управления инверторами по результатам моделирования, при условии не превышения абсолютного значения скорости изменения частоты 5 Гц/с при максимальном расчетном возмущении

[28] следующие: коэффициент демпфирования $K_d = 0,5$ о.е., постоянная времени апериодического звена регулятора мощности $T_f = 0,02$ с,

Этап 4.3 – Алгоритм действий диспетчера при аварийных ситуациях.

Алгоритм действий диспетчера разработан в соответствии с рекомендациями [29, 30]:

Шаг 1. Оценка текущего состояния:

Проверить частоту, напряжение, загрузку линий, состояние СНЭЭ, а также состояние (включен / выключен) каждого ГА на ИТ и его текущую загрузку активной мощностью.

Шаг 2. При снижении частоты ниже 59,7 Гц:

Проверить баланс мощности в системе. При необходимости:

- если работают ГА на ИТ, изменить их активную мощность (контролируя, чтобы после увеличения их загрузка не оказалась менее 50 %;
- если генераторы не работают, но их включение планировалось (режим Б), сначала убедиться, что после включения $P_{ИТ} \geq 50 \% P_{ИТ\text{ ном}}$ (при возможности выдачи мощности ФЭС ограничить ФЭС или перевести СНЭЭ в режим заряда). Если условие не выполняется, использовать разряд СНЭЭ вместо включения генератора.

Шаг 3. При снижении частоты ниже 59,2 Гц:

Автоматическое срабатывание АЧР, отключение неответственных потребителей согласно очереди. Проверить загрузку работающих генераторов: при снижении мощности нагрузки из-за отключения потребителей может возникнуть ситуация $P_{ИТ} < 50 \% P_{ИТ\text{ ном}}$, в этом случае отключить ГА и перейти на питание от СНЭЭ или от ФЭС.

Шаг 4. При повышении частоты выше 60,2 Гц:

Снизить генерацию ФЭС. При необходимости перевести СНЭЭ в режим заряда. Если работают ГА на ИТ и при этом ФЭС избыточна, снизить мощность ГА на ИТ, но не ниже 50 % номинальной, в противном случае, снизить выдаваемую активную мощность ФЭС.

Шаг 5. После ликвидации аварийного возмущения:

Восстановление нормальной схемы электрической сети. Заряд СНЭЭ довести до 95 % $W_{\text{ном}}$. Включение отключенных потребителей. Если в аварии участвовали генераторы, зафиксировать остаток топлива и перевести систему в режим А (генераторы отключены).

Примечание: если требуемая мощность ГА на ИТ ниже 50 % номинальной, ГА не включается, и дефицит покрывается СНЭЭ или ограничивается потребление.

Разработанная четырехуровневая методика управления режимами (прогнозирование → предиктивное управление → регулирование в реальном времени → противоаварийное управление) с учетом особенности сценария 2030-II (наличие синхронных компенсаторов) обеспечивает:

- снижение абсолютного значения скорости изменения частоты до допустимых значений;
- поддержание частоты в пределах 59,7-60,2 Гц в нормальном режиме и не выше 61,5 Гц в аварийном;
- автоматическую координацию всех источников энергии (ФЭС, СНЭЭ, ГА на ИТ, два синхронных компенсатора);
- адаптивность к изменениям структуры генерации, состоянию системы (заряд СНЭЭ, погодные условия) и к учету ограничений.

На острове Грасьоза (Азорские острова) комбинация 4,5 МВт ФЭС, 3,2 МВт ВЭС и СНЭЭ 6 МВт/3,2 МВт·ч позволила достичь 70 % доли ФЭС [12]. На острове Тау (Американское Самоа) полный отказ от дизельной генерации (1,4 МВт ФЭС + 6 МВт·ч СНЭЭ) потребовал применения автономных инверторов [13].

ВII. Заключение

Разработана методика управления режимами изолированной ЭЭС острова Хувентуд позволяющая обеспечить устойчивое функционирование ЭЭС с высокой долей фотоэлектрических станций.

В сценарии развития ЭЭС 2030 I (умеренный) при установке ФЭС мощностью 19,83 МВт (32,1 % в структуре генерирующих мощностей ЭЭС) и СНЭЭ мощностью разряда 7,88 МВт позволяет обеспечить работоспособность ЭЭС с долей ВИЭ и снизить суточное потребление мазута на 37,6 %.

В сценарии развития ЭЭС 2030 II (радикальный) при максимуме мощности нагрузки 31,33 МВт установленная мощность ФЭС 66,54 МВт (доля 100 %), СНЭЭ мощностью 40,54 МВт со срабатываемым энергозарядом 408,0 МВт·ч обеспечивает полный отказ от генерации на ИТ в нормальном режиме работы ЭЭС и экономию топлива 16 800 тыс. л/год.

© Санчес Гомес О.М., 2026

© Кузнецов О.Н., 2026

© Чумаченко В.В., 2026

Поступила в редакцию 08.07.2026

Принята к публикации 21.08.2026

Received 08.07.2026

Accepted 21.08.2026

Библиографический список

- [1] Milbrandt A., Overend R.P. Energy security in island nations: the case of the Caribbean // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2021. Vol. 135. P. 110-125.
- [2] IRENA. Innovation outlook: renewable mini-grids. International Renewable Energy Agency, UAE, Abu Dhabi, 2016.
- [3] Programa de instalación de 15,6 MWp en 3 Parques Solares Fotovoltaicos y 5.55 MW de almacenamiento. Isla de la Juventud, 2024.

- [4] Kundur P. Power system stability and control. McGraw-Hill, 1994. 1176 p.
- [5] Cheema K.M. A comprehensive review of virtual synchronous generator // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2020. Vol. 120. 106006.
- [6] Standard 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources. IEEE, 2018.
- [7] OI-PD 3101. Procedimiento de operación de la Subestación Gerona. 2016.
- [8] Reglamento Técnico Sistema Electroenergético Nacional. No 136. UNE, Cuba, 2016.
- [9] Servicio de Despacho de la Isla de la Juventud. Informes mensuales y anuales del sistema eléctrico. 2015-2024.
- [10] Base de datos de irradiación solar. Estación Meteorológica Isla de la Juventud. 2023.
- [11] Hannan M.A. Battery energy-storage system: A review // Journal of Energy Storage. 2022. Vol. 52. 104723.
- [12] Silva M., Leão R. The Graciosa Island hybrid renewable power plant // Proc. Int. Conf. Renewable Energy. 2022. P. 112-119.
- [13] Schneider S.H. Ta'u Island microgrid: A case study of 100 % renewable energy // IEEE Power and Energy Magazine. 2020. Vol. 18, No. 4. P. 36-45.
- [14] Ланграф С.В., Куликов Ю.А., Балабанов Н.Н. Управление режимами изолированных энергосистем с возобновляемыми источниками энергии // Электрические станции. 2021. № 6. С. 2-9.
- [15] Hochreiter S., Schmidhuber J. Long Short-Term Memory // Neural Computation. 1997. Vol. 9. No. 8. P. 1735-1780.
- [16] Gensler A., Henze J., Sick B., Raabe N. Deep Learning for solar power forecasting – An approach using AutoEncoder and LSTM Neural Networks // 2016 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics (SMC), Budapest, 2016. P. 2858-2865. DOI: 10.1109/SMC.2016.7844673
- [17] Lawder M.T., Suthar B., Northrop P.W.C. Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications // Proceedings of the IEEE. 2014. Vol. 102. No. 6. P. 1014-1030.
- [18] Camacho E.F., Bordons C. Model predictive control. L: Springer, 2007. – 405 p.
- [19] Qin S.J., Badgwell T.A. A survey of industrial model predictive control technology // Control Engineering Practice. 2003. Vol. 11. No. 7. P. 733-764. DOI: 10.1016/S0967-0661(02)00186-7
- [20] Hannan M.A. Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, algorithms, and future trends // Journal of Energy Storage. 2022. Vol. 52. 104723.
- [21] Standard 2030.2-2015. IEEE Guide for the Interoperability of Energy Storage Systems Integrated with the Electric Power Infrastructure. IEEE, 26 March 2015. – 98 p.
- [22] Ulbig A., Borsche T.S., Andersson G. Impact of low rotational inertia on power system stability and operation // IFAC Proceedings Volumes. 2014. Vol. 47, No. 3. P. 7290-7297.
- [23] Åström K.J., Häggglund T. PID Controllers: Theory, Design, and Tuning. Research Triangle Park, NC: ISA, 1995. – 343 p.
- [24] Schaefer R.C., Kim K. Excitation control of synchronous condensers // IEEE Transactions on Industry Applications. 2016. Vol. 52, No. 5. P. 4449-4456.

- [25] Rocabert J., Luna A., Blaabjerg F., Rodríguez P. Control of power converters in AC microgrids // *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2012. Vol. 27. No. 11. P. 4734-4749.
- [26] ENTSO-E. Network code on requirements for grid connection applicable to all generators (RfG). Brussels: ENTSO-E, 2016. – 120 p.
- [27] Lasseter R.H., Chen Z., Pattabiraman D. Grid-forming inverters: a critical asset for the power grid // *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*. 2020. Vol. 8. No. 2. P. 925-935.
- [28] Matevosyan J., Grid-forming inverters: are they the key for high renewable penetration? // *IEEE Power and Energy Magazine*. 2019. Vol. 17. No. 6. P. 89-98. DOI:10.1109/MPE.2019.2933072
- [29] ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Противоаварийное управление режимами энергосистем. М.: Стандартинформ, 2013.
- [30] MAN Energy Solutions. Operating instructions for diesel generator sets (50-100 % load range). Augsburg: MAN ES, 2022. – 85 p.
- [31] Куликов Ю.А., Ланграф С.В., Балабанов Н.Н. Методы повышения динамической устойчивости изолированных энергосистем с высоким проникновением ВИЭ // *Электроэнергетика*. 2022. № 4. С. 23-34.

References

- [1] A. Milbrandt and R.P. Overend, “Energy security in island nations: the case of the Caribbean”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, pp. 110-125, 2021.
- [2] IRENA. Innovation outlook: renewable mini-grids. International Renewable Energy Agency, UAE, Abu Dhabi, 2016.
- [3] Programa de instalación de 15,6 MWp en 3 Parques Solares Fotovoltaicos y 5.55 MW de almacenamiento. Isla de la Juventud, 2024.
- [4] P. Kundur, *Power system stability and control*. McGraw-Hill, 1994.
- [5] K.M. Cheema, “A comprehensive review of virtual synchronous generator”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 120, 2020. Art. 106006.
- [6] Standard 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources. IEEE, 2018.
- [7] OI-PD 3101. Procedimiento de operación de la Subestación Gerona. 2016.
- [8] Reglamento Técnico Sistema Electroenergético Nacional. No 136. UNE, Cuba, 2016.
- [9] Servicio de Despacho de la Isla de la Juventud. Informes mensuales y anuales del sistema eléctrico. 2015-2024.
- [10] Base de datos de irradiación solar. Estación Meteorológica Isla de la Juventud. 2023.
- [11] M.A. Hannan, “Battery energy-storage system: A review”, *Journal of Energy Storage*, vol. 52, 2022. Art. 104723.
- [12] M. Silva and R. Leão, “The Graciosa Island hybrid renewable power plant”, in *proc. Int. Conf. Renewable Energy*, pp. 112-119, 2022.
- [13] S.H. Schneider, “Ta'u Island microgrid: A case study of 100 % renewable energy”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 18, no. 4, pp. 36-45, 2020.
- [14] S.V. Langraf, Yu.A. Kulikov and N.N. Balabanov, “Upravlenie rezhimami izolirovannykh energosistem s vozobnovliaemyimi istochnikami energii [Control of isolated

- power systems with renewable energy sources]”, *Elektricheskie stantsii* [Electric power plant], no 6. pp. 2-9. 2021.
- [15] S. Hochreiter and J. Schmidhuber, “Long Short-Term Memory”, *Neural Computation*, vol. 9, no. 8, pp. 1735-1780, 1997.
 - [16] A. Gensler, J. Henze, B. Sick and N. Raabe, “Deep Learning for solar power forecasting – An approach using AutoEncoder and LSTM Neural Networks”, in *proc. 2016 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics (SMC)*, 2016, Budapest, pp. 2858-2865. DOI: 10.1109/SMC.2016.7844673
 - [17] M.T. Lawder, B. Suthar and P.W.C. Northrop, “Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 6. pp. 1014-1030, 2014.
 - [18] E.F. Camacho and C. Bordons, *Model predictive control*. L: Springer, 2007.
 - [19] S.J. Qin and T.A. Badgwell, “A survey of industrial model predictive control technology”, *Control Engineering Practice*, vol. 11, no. 7, pp. 733-764, 2003. DOI: 10.1016/S0967-0661(02)00186-7
 - [20] M.A. Hannan, “Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, algorithms, and future trends”, *Journal of Energy Storage*, vol. 52, 2022, 104723.
 - [21] Standard 2030.2-2015. IEEE Guide for the Interoperability of Energy Storage Systems Integrated with the Electric Power Infrastructure. IEEE, 26 March 2015.
 - [22] A. Ulbig, T.S. Borsche and G. Andersson, “Impact of low rotational inertia on power system stability and operation”, *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 47, no. 3, pp. 7290-7297, 2014.
 - [23] K.J. Åström and T. Hägglund, *PID Controllers: Theory, Design, and Tuning*. Research Triangle Park, NC: ISA, 1995.
 - [24] R.C. Schaefer and K. Kim, “Excitation control of synchronous condensers”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 5. pp. 4449-4456, 2016.
 - [25] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg and P. Rodríguez, “Control of power converters in AC microgrids”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11. pp. 4734-4749, 2012.
 - [26] ENTSO-E. Network code on requirements for grid connection applicable to all generators (RfG). Brussels: ENTSO-E, 2016.
 - [27] R.H. Lasseter, Z. Chen and D. Pattabiraman, “Grid-forming inverters: a critical asset for the power grid”, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, no. 2, pp. 925-935, 2020.
 - [28] J. Matevosyan, “Grid-forming inverters: are they the key for high renewable penetration?”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 17, no. 6. pp. 89-98, 2019.
 - [29] The unified power system and isolated power systems. Operational dispatch control. Emergency control of power system modes. GOST R 55890-2013. 2013.
 - [30] MAN Energy Solutions. Operating Instructions for Diesel Generator Sets (50-100 % load range). Augsburg: MAN ES, 2022.
 - [31] Iu.A. Kulikov, S.V. Langraf and N.N. Balabanov, “Methods for Increasing the Dynamic Stability of Isolated Power Systems with High Penetration of Renewable Energy Sources”, *Elektroenergetika*. 2022. no 4. pp. 23-34.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Санчес Гомес Одалис Мария, аспирант Национального исследовательского университета «МЭИ», г. Москва, Российская Федерация.

Кузнецов Олег Николаевич, кандидат технических наук, доцент Национального исследовательского университета «МЭИ», г. Москва, Российская Федерация.

Чумаченко Валерий Витальевич, кандидат технических наук, заместитель генерального директора по моделированию энергосистем АО «Росатом Энергохимтех», г. Москва, Российская Федерация.

Sanchez Gomez O. Maria, postgraduate student of the National Research University "MPEI", Moscow, Russian Federation.

Kuznetsov O. Nikolaevich, Can. Sci. (Eng.), associate professor of the National Research University "MPEI", Moscow, Russian Federation.

Chumachenko V. Vitalevich, Can. Sci. (Eng.), deputy director general for power system simulating of the JSC "Rosatom Energochimtech", Moscow, Russian Federation.