© Ожулас В.А., ПетрищевА.В., ФишовА.Г.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

(cc) BY

УДК 621.311 **DOI:10.30724/1998-9903-2024-26-3-66-82**

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИМУЛЯТОРА РЕЖИМОВ МИНИГРИД ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Ожулас В.А., Петрищев А.В., Фишов А.Г.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия
agfishov@yandex.ru

Резюме: *АКТУАЛЬНОСТЬ: К числу основных направлений развития современной энергетики относится использование распределенной малой генерации и различных объектов на их основе с интеграцией в существующие распределительные электрические сети централизованного электроснабжения, а также цифровизация таких объектов и технологий их проектирования, подготовки персонала. ЦЕЛЬ: Исследуется возможность применения симулятора режимов и управления «Минигрид» (тренажера для обучения управлению режимами и подготовки оперативного персонала) в качестве средства получения интегральных показателей эффективности проектных решений при создании объектов малой генерации и их включения в сети централизованного энергоснабжения. МЕТОДЫ: Используется имитационное моделирование нормальных и аварийных режимов Минигрид на годовом интервале времени с помощью разработанного в НГТУ цифрового симулятора. Режимы задаются суточными графиками нагрузки, возмущения стохастическими характеристиками. Моделируется режимное, противоаварийное и оперативное управление схемой сети, генерацией с учетом возможностей автономной и параллельной с внешней энергосистемой работой Минигрид с последующим расчетом интегральных показателей технической эффективности проектных решений по вариантам генерирующего оборудования и способам управления режимами. РЕЗУЛЬТАТЫ: На примере характерного Минигрид рассмотрены различные проектные задачи, при решении которых по единым показателям эффективности можно оценить и выбрать предпочтительную конфигурацию локальной системы энергоснабжения. В частности, получены зависимости годового недоотпуска электроэнергии и коэффициента использования установленной генерирующей мощности электростанции от числа и мощности ее энергоблоков, режимов работы Минигрид при заданном суточном графике нагрузки. Продемонстрирована возможность расширения области применения цифрового симулятора режимов «Минигрид». ЗАКЛЮЧЕНИЕ: Полученные результаты свидетельствуют об эффективности применения симулятора для решения ряда проектных задач при создании Минигрид. Разработанный цифровой симулятор режимов «Минигрид» помимо обучения управлению режимами может использоваться как унифицированный инструмент анализа и принятия решений на стадии проектных альтернатив.*

Ключевые слова: *распределенная малая генерация; минигрид; локальные системы энергоснабжения; электрические сеть; параллельная работа; автоматика; симулятор; цифровой двойник.*

Для цитирования: Ожулас В.А., Петрищев А.В., Фишов А.Г. Использование симулятора режимов Минигрид для решения задач проектирования // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2024. Т.26. № 3. С. 66-82. doi:10.30724/1998-9903-2024-26-3-66-82.

USING A SIMULATOR OF MINIGRID MODES TO SOLVE DESIGN PROBLEMS

Ozhulas V.A., Petrishhev A.V., Fishov A.G.

Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia
agfishov@yandex.ru

Abstract: *RELEVANCE: The main directions of modern energy development include the use of distributed small-scale generation and various facilities based on them with integration into existing distribution electric networks of centralized power supply, as well as the digitalization of such facilities and technologies for their design, personnel training. THE PURPOSE: The possibility and effectiveness of using the Minigrid mode and control simulator (a simulator for learning mode management and training operational personnel) as a means of solving a number of design tasks when creating small-scale generation facilities and integrating them into centralized power supply networks to obtain integral indicators of its effectiveness is being investigated. METHODS: Simulation modeling of normal and emergency modes of «Minigrid» is used on an annual time interval using a digital simulator developed at NSTU. The modes are set by daily load graphs, disturbances by stochastic characteristics. The operational, emergency and operational control of the network circuit and generation is modeled, taking into account the possibilities of autonomous and parallel operation of the Minigrid with an external power system, followed by the calculation of integrated indicators of the technical efficiency of design solutions for generating equipment options and mode control methods. RESULTS: Using the example of a typical Minigrid, various design tasks are considered, in solving which, according to uniform efficiency indicators, it is possible to evaluate and select the preferred configuration of the local power supply system. In particular, the dependences of the annual undersupply of electricity and the utilization factor of the installed generating capacity of the power plant on the number and capacity of its power units, the operating modes of the Minigrid at a given daily load schedule are obtained. The possibility of expanding the scope of the digital simulator of «Minigrid» modes is demonstrated. CONCLUSION: The results obtained indicate the effectiveness of using the simulator to solve a number of design tasks when creating a Minigrid. The developed digital simulator of «Minigrid» modes, in addition to learning how to manage modes, can be used as a unified tool for analysis and decision-making at the stage of design alternatives.*

Keywords: *distributed small generation; minigrid; local power supply systems; power grid; parallel work; automation; simulator; digital twin.*

For citation: Ozhulas V.A., Petrishhev A.V., Fishov A.G. Using a simulator of Minigrid modes to solve design problems. Power engineering: research, equipment, technology. 2024; 26 (3): 66-82. doi:10.30724/1998-9903-2024-26-3-66-82.

Введение (*Introduction)*

Децентрализованный подход к производству электроэнергии в настоящее время имеет широкое распространение во многих странах мира. Децентрализация и цифровизация энергетических комплексов создают ряд положительных свойств и полезных эффектов, как технологических, так и экономических [1-13].

Российский концепт развития распределенной малой генерации учитывает климатические и географические особенности нашей страны и предполагает использование преимущественно топливных когенерационных установок в составе локальных систем энергоснабжения (Минигрид или иначе локальных интеллектуальных энергосистем) с возможностью подключения к сетям централизованного энергоснабжения. Для осуществления параллельной работы Минигрид в составе внешней электрической сети в НГТУ была разработана и внедрена новая технология управления режимами, включающая с себя специализированные способы управления и системную автоматику [14-16].

Автоматика Минигрид представляет собой взаимодействующий комплекс противоаварийной, режимной автоматик и автооператора переходов между режимами параллельной и автономной работы, а также выбора состава работающих энергоблоков на электростанции и управления их мощностью для осуществления требуемого режима.

В связи с применением новой технологии управления энергетическим комплексом на базе системной автоматики Минигрид и его масштабирования возникла задача в своевременном и оперативном обучении персонала станций.

Для этого был разработан цифровой симулятор «Минигрид» (самобалансирующихся энергосистем малой мощности под управлением

интеллектуального программно-технического комплекса, интегрированных в сети питающих центров) [17, 18]. В работах [17, 18] представлены модели и работа цифрового симулятора «Минигрид» с интеллектуальным управлением, а также результаты их верификации, что служит основой для исследования в данной работе.

Научная значимость состоит в обосновании необходимости создания специализированных средств моделирования режимов Минигрид применительно к решению проектных задач, связанных с системой управления их режимами, и доказанной эффективностью применения для этих целей симуляторов режимов «Минигрид», дополненных методикой определения показателей интегральной эффективности альтернативных способов и систем управления. К числу таких задач могут быть отнесены:

- Обоснование оптимального числа энергоблоков на электростанции Минигрид (для автономного режима и режима с параллельной работой);
- Обоснование номинальной мощности энергоблоков на электростанции Минигрид;
- Обоснование оптимального сетевого резерва и ограничения на выдачу мощности во внешнюю сеть;
- Обоснование применения специализированной системной автоматики с автоматикой опережающего сбалансированного отделения (АОСД) на электростанции Минигрид;
- Обоснование структурных решений в схеме выдачи мощности (подключение к внешней сети через РП или напрямую электростанции);
- Обоснование целесообразности использования режимов с разделением сети Минигрид и электростанции на две части.

На ранних стадиях проектное исследование имеет многовариантную структуру возможных решений. Это сопровождается большим объемом расчетных условий и информации, определяющих рациональность и адекватность реализации того или иного варианта. При этом проработка всех возникающих вариантов в процессе исследования может сопровождаться значительными изменениями в расчетных моделях, что существенно замедляет и усложняет процесс поиска оптимального решения.

Практическая значимость состоит в получении характеристик и зависимостей, позволяющих снизить трудозатраты и повысить обоснованность принимаемых проектных решений по системам управления режимами Минигрид.

Актуальность и состояние работ по выявлению и оценке эффектов от интеграции малой генерации, в т.ч. Минигрид, в электрические сети представлены во множестве публикаций, в частности [13-29].

Материалы и методы *(Materials and methods)*

Цифровой симулятор используется как специализированное средство моделирования оперативного, автоматического режимного и противоаварийного управления Минигрид. В основе моделирования и управления лежит отслеживание характерных структурных графиков нагрузки, выбор состава работающего генерирующего оборудования с учетом требования к резервированию, имитация воздействия расчетных возмущений в каждом часе графика нагрузки, фиксация их последствий с учетом автоматического противоаварийного и диспетчерского управления по восстановлению электроснабжения потребителей и нормального режима.

Расчетные возмущения с вероятностями их возникновения в совокупности с задаваемыми суточными графиками по продолжительности режима с учетом имитации их последствий позволяют вычислить вероятностные интегральные показатели эффективности работы Минигрид, таких как:

- Коэффициент использования установленной мощности станции (КИУМ);
- Годовой (вероятностный) недоотпуск электроэнергии;
- Вероятное число аварийных отключений энергоблоков;
- Вероятное число аварийных отключений нагрузок;
- Вероятное число аварийных погашений электростанции.

На их основе могут быть выполнены расчеты зависимых экономических показателей, имеющих стоимостное или иное выражение эффективности Минигрид [22-29], например:

- Коэффициент полезного использования топлива (КПИТ);
- Индикативные показатели надежности;
- Показатели качества электроэнергии;
- Капитальные вложения;

- Годовые эксплуатационные расходы;
- Затраты на резерв генерации;
- Срок окупаемости инвестиций.

Симулятор позволяет формировать различные объекты с малой генерацией, режимы их работы и способы управления для моделирования благодаря своей многовариантной структуре. В частности, в таблице 1 приведены варианты режимов и способов управления, представленные в данной работе.

Таблица 1

Варианты режимов и особенностей противоаварийного управления Минигрид

№	Режим Минигрид и способы противоаварийного управления	Особенности	Наиболее значимые свойства	Особенности надежности и экономической эффективности
1	Работа в автономном режиме	Основными источниками надежного энергоснабжения являются энергоблоки электростанции Минигрид	Независимость от внешней сети	Необходимость размещения и поддержания значительной избыточной (резервной) генерирующей мощности. Низкое использование установленной мощности
2	Параллельная работа с внешней электрической сетью с режимом выдачи свободной генерирующей мощности во внешнюю сеть и с использованием обычных защит и противоаварийной автоматики	Основными источниками надежного энергоснабжения являются энергоблоки электростанции Минигрид и внешняя электрическая сеть. Безопасность параллельной работы обеспечивается традиционным	Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции за счет сетевого резерва. Возможность выдачи избытков мощности и энергии Минигрид во внешнюю сеть.	Необходимость в большом сетевом резерве.
3	Параллельная работа с внешней электрической сетью и с использованием АОСД	Основными источниками надежного энергоснабжения являются энергоблоки электростанции Минигрид под противоаварийным управлением АОСД	Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции за счет опережающего противоаварийного сбалансированного отделения Минигрид от внешней сети. Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть	Необходимость в специализированном оперативном, режимном и противоаварийном управлении

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Для проведения расчетов использованы данные Минигрид на основе газопоршневой электростанции с шестью синхронными генераторами (по 2 МВт каждый), подключенными к секционированной шине, имеющей связь с внешней сетью через распределительный пункт, рисунке 1.

Характерный суточный график нагрузки представлен на рисунке 3. График сформирован таким образом, чтобы в часы максимума обеспечивался вращающийся резерв по критерию (n – 1). Суммарный суточный график получен суммированием 9 однотипных нагрузок (рис.1 В21-В29) и одной (В20) постоянной, представляющей собственные нужды электростанции.

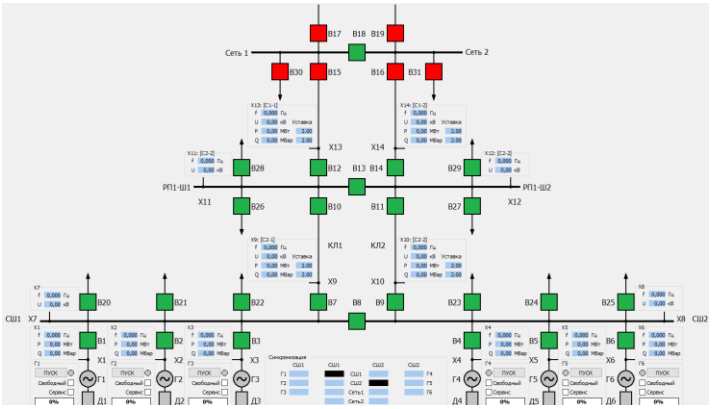

Рис. 1. Видеокадр симулятора со схемой Минигрид

Fig. 1. Video frame of the simulator with a Minigrid scheme

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Моделирование режимов Минигрид при автономной работе

Каждый час суточного графика нагрузки характеризуется своей вероятностью и продолжительностью прерывания электроснабжения потребителей (отключение хотя бы одной нагрузки) в случае отсутствия резервной мощности на электростанции при расчетном аварийном возмущении (отключении работающего энергоблока).

Согласно рис.2 факт отключения нагрузки, ее величина и продолжительность является следствием сочетания условий:

- Общей загрузки станции;
- Наличия вращающегося резерва;
- Наличия резервных или свободных энергоблоков;
- Вероятности нахождения одного энергоблока в ремонте.

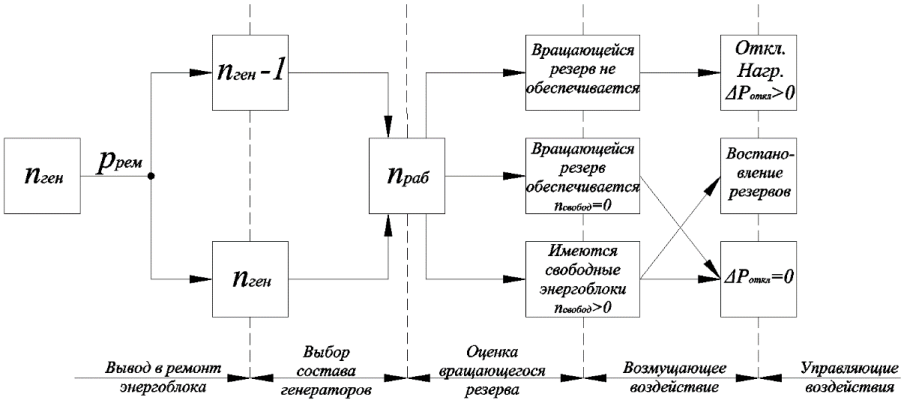

Рис. 2. Структура процесса изменения числа работающих энергоблоков в нормальном режиме, в а также в послеаварийном с учетом возможных отключений нагрузок, где:

$n_{ген}$ - число установленных энергоблоков,

$n_{раб}$ - минимальное число энергоблоков для покрытия нагрузки с учетом требования n-1

Fig. 2. The structure of the process of changing the number of operating power units in normal mode, as well as in post-emergency mode, taking into account possible load shutdowns, where:

$n_{ген}$ - the number of installed units at the power plant,

$n_{раб}$ - the minimum number of power units to cover the load, taking into account the requirement n-1

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Расчет показателей для автономного режима Минигрид производится на основе симуляции режимов и возмущений с суточным графиком нагрузки, для которого определен необходимый минимальный состав энергоблоков для покрытия нагрузки. На рисунке 3 представлено распределение требуемого минимального состава для станции с шестью энергоблоками, при ремонте одного из них.

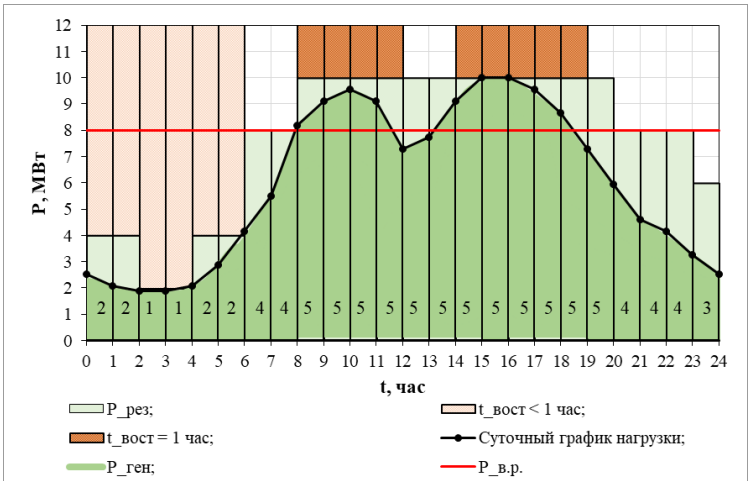

Рис. 3. Распределение минимально необходимого состава энергоблоков для покрытия нагрузки при ремонте одного энергоблока на станции, где:
$P_{ген}$ - загрузка генераторов, при выборном количестве агрегатов для несения нагрузки;
$P_{рез}$ - оперативный (горячий) резерв генераторов, при выборном количестве агрегатов для несения нагрузки;
$t_{вост}$ - время восстановления электроснабжения отключенных потребителей;
$P_{в.р.}$ – предельная величина загрузки станции, при которой возможен вращающийся резерв

Рис. 3. Distribution of the minimum required composition of power units to cover the load during the repair of one power unit at a station where:
$P_{ген}$ - loading of generators, with a selected number of units to carry the load;
$P_{рез}$ - operational (hot) reserve of generators, with a selected number of units to carry the load;
$t_{вост}$ - time to restore power supply to disconnected consumers;
$P_{в.р.}$ – the maximum load value of the station at which a rotating reserve is possible

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Часы, где $t_{вост}$< 1 час, характеризуются невозможностью сформировать вращающийся резерв по условию технологического минимума загрузки энергоблоков (при наличии свободных агрегатов). В таких случаях:

- прерывание электроснабжения части потребителей при аварийном отключении работающего энергоблока производится на время ввода в работу свободного энергоблока;
- уменьшение числа установленных агрегатов на станции при неизменяемой установленной мощности ведет к увеличению таких часов;
- увеличение числа установленных агрегатов – к уменьшению часов.

Из рис.3 видно, что во время ремонта одного энергоблока загрузка станции, при которой возможен вращающейся резерв, составляет 8 МВт. Что в свою очередь приводит к отсутствию вращающегося резерва в пиковые часы нагрузки. Аварийное отключение в эти часы повлечет за собой небаланс мощности, устранимый лишь отключением части нагрузки с продолжительностью в 1 час. Однако увеличение числа установленных агрегатов на станции при неизменяемой установленной мощности, влечет к уменьшению таких часов и, наоборот, при уменьшении их числа.

Моделирование режимов Минигрид при параллельной работе с внешней сетью

Режим параллельной работы позволяет получить существенные положительные технические и экономические эффекты для всех участников – генерации, региональной электрической сети, потребителей. Однако параллельная работа присоединенной электростанции с сетью сопряжена с рядом рисков, связанных с их плохой электромеханической совместимостью, которые должны быть устранены при объединении. Поэтому при проектировании (модернизации) объектов малой генерации данный вариант должен быть полноценно обоснован.

Структуры процесса изменения числа работающих энергоблоков в характерных режимах Минигрид представлены на рис. 4 и 5. В соответствии с этими структурами факт отключения нагрузки, ее величина и продолжительность является следствием сочетания условий:

- Общей загрузки станции;
- Наличия свободных энергоблоков;

- Установившегося режима выдачи мощности в сеть;
- Возможности передачи мощности через контролируемое сечение.

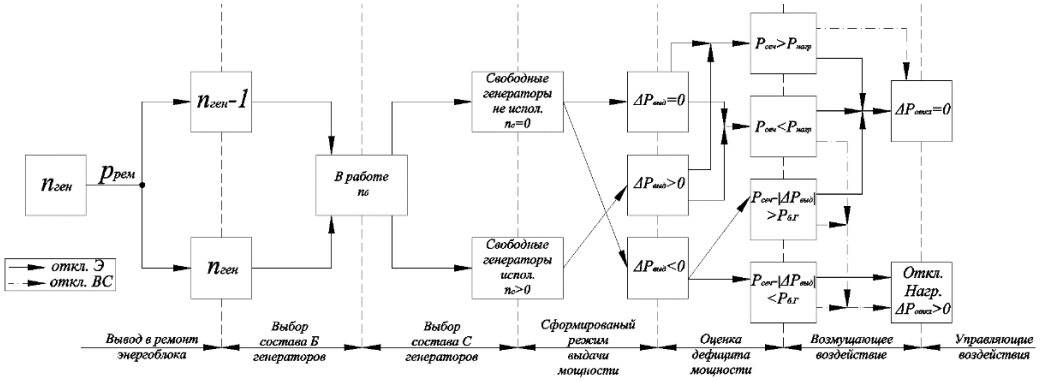

Рис. 4. Структура процесса изменения числа работающих энергоблоков в нормальном режиме, в а также в послеаварийном с учетом возможных отключений нагрузок при параллельной работе Минигрид с ВС без АОСД, где:

$n_{ген}$ - число установленных энергоблоков на электростанции;

$n_б$ и $n_с$ - число работающих балансирующих и свободных энергоблоков;

$P_{б.Г}$ - загрузка одного балансирующего энергоблока

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Fig. 4. The structure of the process of changing the number of operating power units in normal mode, as well as in post-emergency mode, taking into account possible load shutdowns during parallel operation of the Minigrid with external grid without AOSD, where:

$n_{ген}$ - the number of installed power units at the power plant;

$n_б$ и $n_с$ - the number of working balancing and free power units;

$P_{б.Г}$ - loading of one balancing power unit

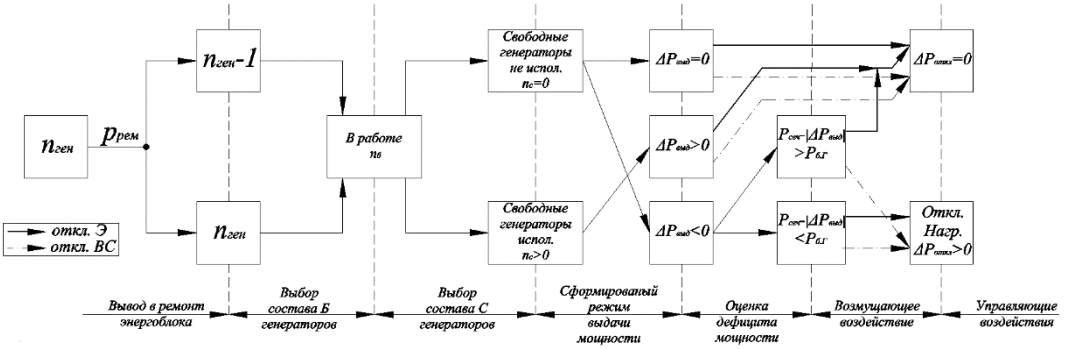

Рис. 5. Структура процесса изменения числа работающих энергоблоков в нормальном режиме, в а также в послеаварийном с учетом возможных отключений нагрузок при параллельной работе Минигрид свведенной в работу АОСД, где:

$n_{ген}$ - число установленных блоков на электростанции;

$n_б$ и $n_с$–число работающих балансирующих и свободных энергоблоков;

$P_{б.Г}$ - загрузка одного балансирующего энергоблока

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Fig. 5. The structure of the process of changing the number of operating power units in normal mode, as well as in post-emergency mode, taking into account possible load shutdowns during parallel operation of the Minigrid with the AOSD introduced into operation, where:

$n_{ген}$ - the number of installed units at the power plant;

$n_б$ и $n_с$ - the number of working balancing and free power units;

$P_{б.Г}$ - loading of one balancing power unit

На рис.6представлено распределение необходимого минимального числа балансирующих энергоблоков и максимального числа свободных энергоблоков при ремонте одного энергоблока в режиме параллельной работы Минигрид с внешней сетью.

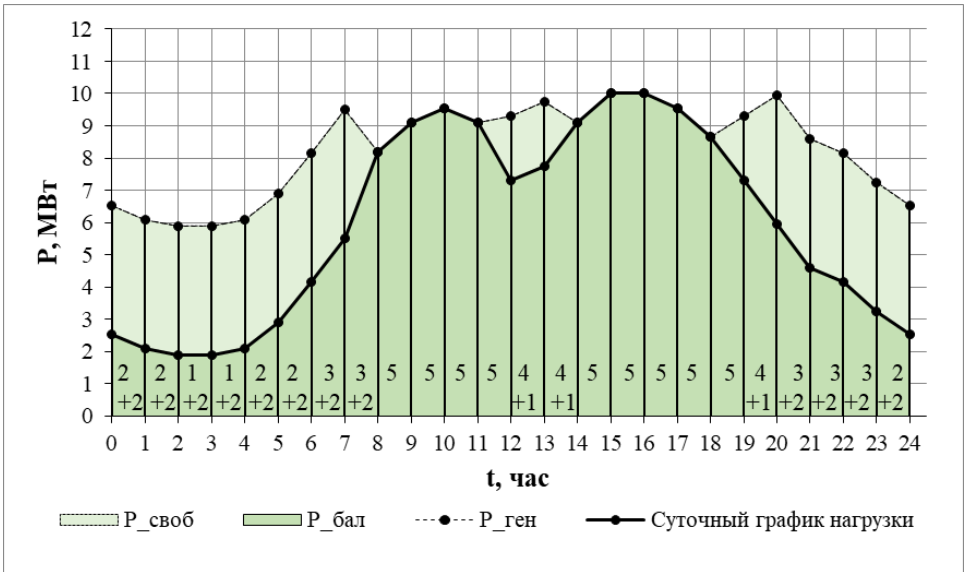

Рис. 6. Распределение минимально необходимого состава энергоблоков для покрытия нагрузки при ремонте одного энергоблока на станциипри параллельной работе Минигрид с ВС в нормальном режиме, а также в послеаварийном с учетом возможных отключений нагрузок, где:

$P_{своб}$ - загрузка свободных генераторов при минимальномчисле агрегатов для несения нагрузки;

$P_{бал}$ - загрузка балансирующих генераторов при минимальном числе агрегатов для несения нагрузки;

$P_{ген}$ – график генерируемой мощности станции

Рис. 6. Distribution of the minimum required composition of power units to cover the load during the repair of one power unit at the station during parallel operation of the Mini-hybrid with the aircraft in normal mode, as well as in post-emergency mode, taking into account possible load shutdowns, where:

$P_{своб}$ - loading of free generators with a minimum number of units to carry the load;

$P_{бал}$ - loading balancing generators with a minimum number of units to carry the load;

$P_{ген}$ – the graph of the generated power of the station

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Поскольку время работы АВР в симуляторе не превышает1секундынедоотпущеннойпри этом электроэнергией можно пренебречь. При параллельной работе Минигрид без АОСД для определения возможного прерывания электроснабжения потребителей учитывается отказ как энергоблока, так и внешней сети с учетом следующих комбинаций представленных в табл.2.

Таблица 2

Комбинация отказов, во время ремонта одного энергоблока, при которых необходимо отключение нагрузки

Час	Необходимость в отключении нагрузки							
	Откл. энергоблока		Откл. внеш. сети		Откл. Э + Откл. ВС		Откл. ВС + Откл. Э	
	без АСОД	с АОСД	без АСОД	с АОСД	без АСОД	с АОСД	без АСОД	с АОСД
0	X		X		X		X	V
1	X		X		X		X	V
2	X		X		X		X	V
3	X		X		X		X	V
4	X		X		X		X	V
5	X		X		X		X	V
6	X		V	X	V	X	V	X
7	X		V	X	V	X	V	X
8	X		V	X	V		V	
9	X		V	X	V		V	
10	X		V	X	V		V	
11	X		V	X	V		V	
12	X		V	X	V	X	V	X
13	X		V	X	V	X	V	X
14	X		V	X	V		V	

Час	Необходимость в отключении нагрузки							
	Откл. энергоблока		Откл. внеш. сети		Откл. Э + Откл. ВС		Откл. ВС + Откл. Э	
	без АСОД	с АОСД	без АСОД	с АОСД	без АСОД	с АОСД	без АСОД	с АОСД
15	X		V	X	V		V	
16	X		V	X	V		V	
17	X		V	X	V		V	
18	X		V	X	V		V	
19	X		V	X	V	X	V	X
20	X		V	X	V	X	V	X
21	X		V	X	V	X	V	X
22	X		V	X	V	X	V	X
23	X		X		X		X	

* X – отключение нагрузки не требуется; V – требуется отключение нагрузки.
***Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Из таблицы 2, видно, что в режиме параллельной работе без АОСД отключение нагрузки возможно только при условии аварийного возмущения во внешней сети (проходящее КЗ), при этом время восстановления электроснабжения будет напрямую зависеть от времени включения энергоблоков после работы АВР. В режиме параллельной работе с АОСД отключение нагрузки возможно только при сочетании отключения от внешней сети и отключения одного энергоблока на станции, с условием ремонтного состояния одного из энергоблоков. При этом время восстановления электроснабжения будет аналогичным автономному режиму.

***Результаты** (Results)*

При моделировании поведения Минигрид и расчете показателей эффективности принимались следующие условия и ограничения:

Для режима автономной работы:

- Суточный график нагрузки принимался общим для всех дней в году;
- Загрузка энергоблоков должна находиться в разрешенной технологической зоне – 0,5 · Рном ≤ Рг ≤ Рном;
- Продолжительность нахождения в ремонте одного энергоблока - 1 месяц ($6_{бл.}$ * 1мес. = 6 мес.), тогда вероятность нахождения энергоблока в ремонте в любой момент времени в течение года – $p_{рем} = \frac{6}{12} = 0{,}5$;
- Закон распределения всех случайных событий равномерный;
- Число аварийных отключений энергоблока - 2 раза в месяц;
- Максимальное время отключения потребителей при веерном ограничении или при восстановлении генератора, находящегося в ремонте, не более 1 часа;
- Допустимое время работы энергоблока с перегрузкой - 5 с;
- Допустимое время работы энергоблока с недогрузкой - 3 мин;
- В качестве расчетного аварийного возмущения принималось отключение одного работающего энергоблока.

Для режима параллельной работы, помимо представленного выше:

- Цель управления – выдача максимальной мощности в сеть (ΔРвыд> 0);
- При этом загрузка балансирующих энергоблоков выбирается таким образом, чтобы обеспечить текущую собственную нагрузку Минигрид минимальным числом энергоблоков без вращающегося резерва;
- Свободные энергоблоки назначаются при условии обеспечения нагрузки балансирующими энергоблоками ($\sum_{i=1}^{n_б} P_{загр.i} = P_{нагр}$);
- Допустимый переток через контролируемое сечение (Рсеч) не более 4 МВт;
- Вероятность аварийного отключения от внешней сети (ВС) 2 раза в месяц;
- Время восстановления нормального режима ВС 1 час.

Исходя из выше указанных особенностей часовых режимов и ограничений с помощью симулятора Минирид выполнен расчет объема недоотпуска электроэнергии внутри часа при прерывании электроснабжения в автономном режиме с различным составом и в режиме параллельной работы с ВС с условием нахождения одного энергоблока в ремонтном состоянии.

Далее на рис. 7-9 представлены графики изменения мощности, при различных аварийных возмущениях и режимах Минигрид.

На рис.7 представлен процесс при аварийном отключении энергоблока в автономном режиме, когда было невозможно обеспечить вращающийся резерв по

технологическим ограничениям (интервал 1-6 ч суточного графика).

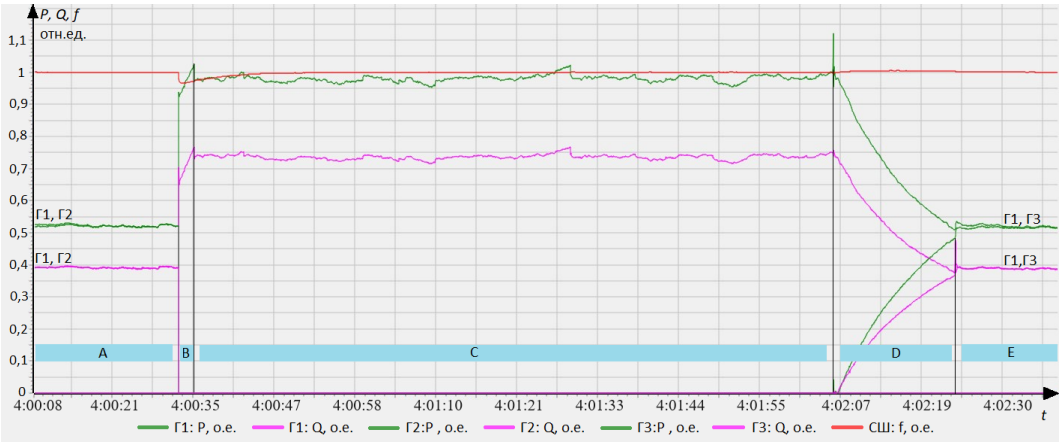

Рис. 7. График процесса при аварийном отключении одного энергоблока в интервале 5-го часа графика нагрузкив режиме автономной работы Минигрид с выведенным в ремонт энергоблоком

Рис. 7. The schedule of the process in case of an emergency shutdown of one power unit in the interval of 5 hours of the load schedule in the mode of autonomous operation of theMinigrid with the power unit put into repair

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Для режима параллельной работы без АОСД с внешней сетью для 6-22 часа графика нагрузки характерно отключение нагрузки на время восстановления (запуска) отключаемых энергоблоков при аварийном возмущении во внешней сети, рис.8.Описание этапов графика представлено в табл.3.

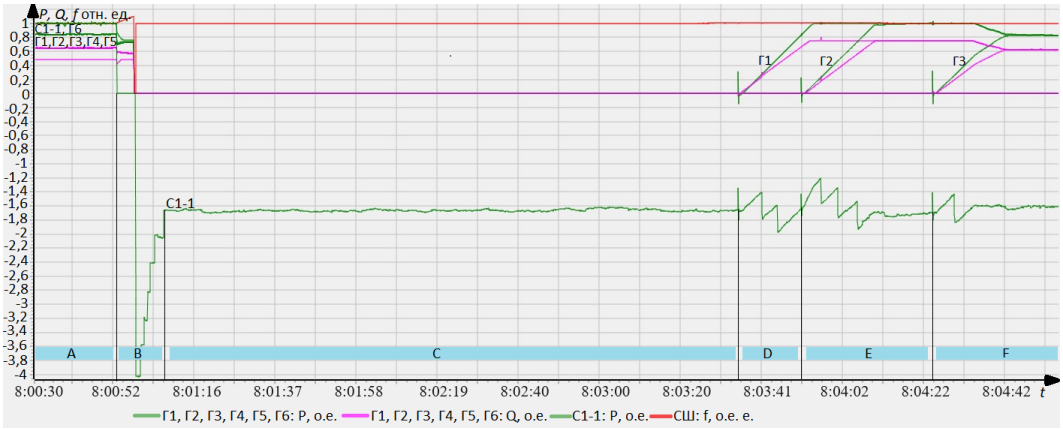

Рис. 8. График процесса при аварийном отключении Минигрид от внешней сети в интервале 9-го часа графика нагрузки при выведенной из работы АОСД

Рис. 8.Process schedule in case of emergency disconnection of the Minigrid from the external grid in the interval of 9 hours of the load schedule when the AOSD is out of operation

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Поведение при сочетании аварийных событий, приводящих к отключению от внешней сети и отключению энергоблока в режиме параллельной работы с АОСД, рис.9, сопоставимы с автономным режимом.

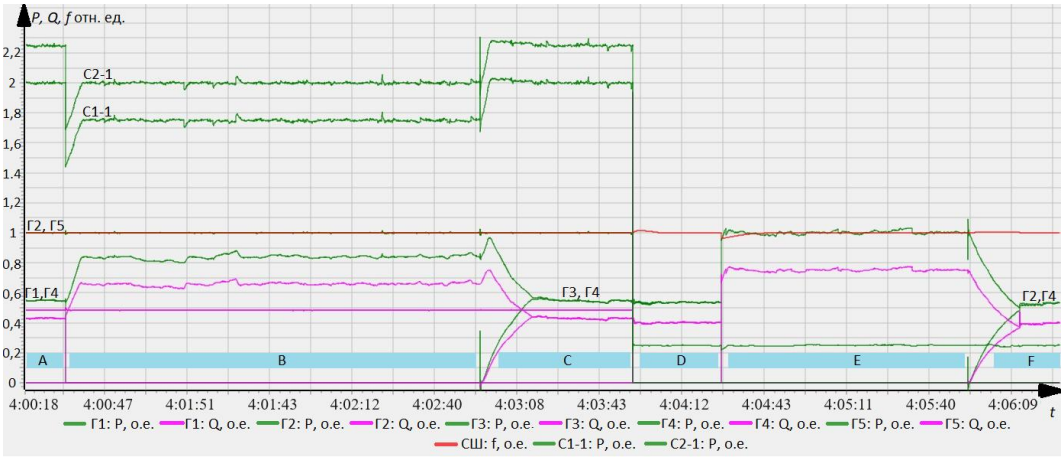

Рис. 9. График процесса при аварийных отключениях энергоблока, отключении Минигрид от внешней сети для интервала 5-го часа графика нагрузки в режиме с введенной в работу АОСД при ремонте одного энергоблока

Рис. 9. Process schedule in case of emergency shutdowns of the power unit, disconnection of the Minigrid from the external grid for an interval of 5 hours of the load schedule in the mode with the AOSD put into operation during the repair of one power unit

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Таблица 3

Описание этапов процессов управления Минигрид при моделировании на цифровом симуляторе

Этап	Автономный режим	Параллельный режим без АОСД	Параллельный режим с АОСД
A	Исходный установившийся режим: В работе 2 энергоблока (Г1, Г2)	Исходный установившийся режим: В работе 5 балансирующих энергоблока (Г1-Г5) и 1 свободный (Г6)	Исходный установившийся режим: В работе 2 балансирующих энергоблока (Г1, Г4) и 2 свободных (Г2, Г5)
B	Отказ работающего энергоблока (Г2) и отключение части нагрузки	Отключение всех работающих энергоблоков с последующей работой АВР, вследствие аварийного возмущения во внешней сети. Стабилизация перетока мощности в сечении путем отключения части нагрузки	Отказ работающего энергоблока (Г1) и переход к контролируемому сечению С2-1. Выдача команды на пуск 3-го энергоблока (Г3)
C	Выдача команды на пуск 3-го энергоблока (Г3), ожидание запуска энергоблока	Выдача команды на пуск энергоблоков, режим работы без энергоблоков	Включение и загрузка 3-го энергоблока (Г3) с переходом к контролируемому сечению С1-1. Восстановлен режим до аварийного возмущения
D	Включение и загрузка 3-го энергоблока (Г3)	Включение и загрузка 1-го энергоблока (Г1) с восстановлением первой части отключенной нагрузки	Отключение свободных энергоблоков (Г2, Г5), вследствие аварийного возмущения во внешней сети. Переход в автономный режим работы Минигрид
E	Включение отключенной части нагрузки, восстановление режима нормального режима	Включение и загрузка 2-го энергоблока (Г2) с восстановлением второй части отключенной нагрузки	Отказ работающего энергоблока (Г3) и отключение части нагрузки, с выдачей команды на пуск 2-го энергоблока (Г2)
F	–	Включение и загрузка 3-го энергоблока (Г3) с восстановлением оставшейся части отключенной нагрузки	Включение и загрузка 2-го энергоблока (Г2), с последующем включением отключенной части нагрузки

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

На основе имитации возмущений в симуляторе на каждом часовом интервале годовые величины недоотпуска электроэнергии в результате прерывания электроснабжения для каждого упомянутого случая с учетом вероятностного характера появления аварийного события рассчитываются по формулам:

$$W_{\text{нд.авт(5)}} = \left[q_{\text{ч.Э}} \cdot \left(\sum_{t=0}^{6} W_{\text{нагр}}(t) \right) + q_{\text{ч.Э}} \cdot W_{\text{нагр}}(23) + \left(q_{\text{ч.Э}} \cdot p_{\text{рем}} \right) \cdot \left(\sum_{t=8}^{12} W_{\text{нагр}}(t) + \sum_{t=14}^{18} W_{\text{нагр}}(t) \right) \right] \cdot 365 \quad (1)$$

$$W_{\text{нд.авт(6)}} = \left[q_{\text{ч.Э}} \cdot \left(\sum_{t=0}^{5} W_{\text{нагр}}(t) \right) + \left(q_{\text{ч.Э}} \cdot p_{\text{рем}} \right) \cdot \left(\sum_{t=8}^{11} W_{\text{нагр}}(t) + \sum_{t=14}^{18} W_{\text{нагр}}(t) \right) \right] \cdot 365 \quad (2)$$

$$W_{\text{нд.авт(7)}} = \left[q_{\text{ч.Э}} \cdot \left(\sum_{t=1}^{5} W_{\text{нагр}}(t) \right) + \left(q_{\text{ч.Э}} \cdot p_{\text{рем}} \right) \cdot \left(\sum_{t=8}^{11} W_{\text{нагр}}(t) + \sum_{t=14}^{18} W_{\text{нагр}}(t) \right) \right] \cdot 365 \quad (3)$$

$$W_{\text{нд.без АОСД}} = \left[q_{\text{ч.ВС}} \cdot \left(\sum_{t=6}^{22} W_{\text{нагр}}(t) \right) \right] \cdot 365 \quad (4)$$

$$W_{\text{нд.с АОСД}} = \left[0.5 \cdot \left(q_{\text{ч.Э}} \cdot q_{\text{ч.ВС}} \right) \cdot \left(\sum_{t=0}^{5} W_{\text{нагр}}(t) \right) + \left(q_{\text{ч.Э}} \cdot q_{\text{ч.ВС}} \cdot p_{\text{рем}} \right) \cdot \left(\sum_{t=8}^{11} W_{\text{нагр}}(t) + \sum_{t=14}^{18} W_{\text{нагр}}(t) \right) \right] \cdot 365 \quad (5)$$

где $W_{\text{нд.авт}(n)}$ – годовой недоотпуск энергии в автономном режиме при числе установленных энергоблоков n,

$W_{\text{нд.без АОСД}}$ – годовой недоотпуск энергии в режиме параллельной работа без АОСД,

$W_{\text{нд.с АОСД}}$ – годовой недоотпуск энергии в режиме параллельной работа с АОСД,

$q_{\text{ч.Э}} \approx 2.78 \cdot 10^{-3}$ – вероятность внутри часового отказа энергоблока,

$q_{\text{ч.ВС}} \approx 2.78 \cdot 10^{-3}$ – вероятность внутри часового отказа внешней сети,

$p_{\text{рем}}$ – вероятность нахождения энергоблока в ремонте,

$W_{\text{нагр}}(t)$ –недоотпуск электроэнергии внутри часа (t) при прерывании электроснабжения.

График нагрузки генераторов по продолжительности в течение года, используемый при расчете КИУМ, представлен на рис.10.

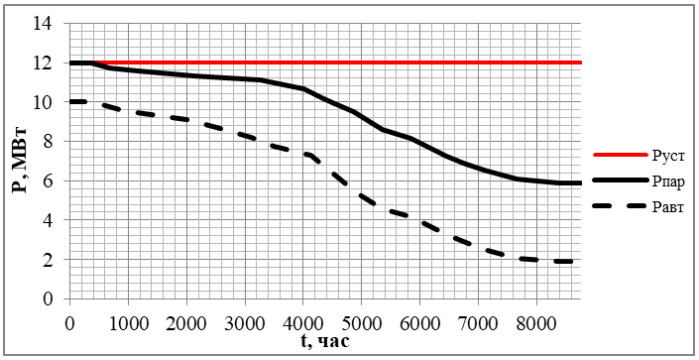

Рис. 10. Годовые графики генерации электростанции Минигрид по продолжительности, где:
$P_{\text{пар}}$– генерация мощности в режиме параллельной работы Минигрид;
$P_{\text{авт}}$– генерация мощности в режиме автономной работы Минигрид

Рис. 10. The annual generation power schedules of the Minigrid power plant by duration, where:
$P_{\text{пар}}$– power generation in parallel operation mode of the Minigrid;
$P_{\text{авт}}$– power generation in the autonomous operation mode of the Minigrid is equal to the load

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Исходя из соотношения площадей графика нагрузки генераторов по продолжительности КИУМ равен:

$$K_{\text{авт}(n)} = 100 \cdot \frac{W_{\text{ген}} - W_{\text{нд.авт}(n)} - \left(4380 \cdot P_{\text{уст}}\right)}{8760 \cdot P_{\text{уст}}} \quad (6)$$

$$K_{\text{без АОСД}} = 100 \cdot \frac{W_{\text{ген}} - W_{\text{ген.без АОСД}} - \left(4380 \cdot P_{\text{уст}}\right)}{8760 \cdot P_{\text{уст}}} \quad (7)$$

$$K_{\text{с АОСД}} = 100 \cdot \frac{W_{\text{ген}} - W_{\text{нд.с АОСД}} - \left(4380 \cdot P_{\text{уст}}\right)}{8760 \cdot P_{\text{уст}}} \quad (8)$$

где $K_{\text{авт}(n)}$ –коэффициент использования установленной мощности в автономном режиме при числе установленных энергоблоков n,

$K_{\text{без АОСД}}$ – коэффициент использования установленной мощности в режиме параллельной работа без АОСД,

$K_{\text{с АОСД}}$ – коэффициент использования установленной мощности в режиме параллельной работа с АОСД,

$W_{\text{ген}}$ –выработка энергии за год равная потреблению нагрузкой, МВт·ч,

$W_{\text{ген.без АОСД}}$ – недовыработанная энергия при отключениях Минигрид от ВС, МВт·ч,

$P_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт.

Значения показателей эффективности рассмотренных вариантов, рассчитанные по формулам (1) – (8) представлены в таблице 4.

Таблица 4

Сравнение показателей эффективности рассмотренных вариантов

Режим Минигрид	Кол-во установленных агрегатов	$W_{\text{нд}}$, МВт · ч	$W_{\text{нд\%}}$, %	$K_{\text{КИУМ}}$
Автономная работа	5	10,798	0,020	0,409
	6	7,882	0,015	0,426
	7	5,832	0,011	0,438
Параллельная работа без АОСД	6	3,583	$6{,}697 \cdot 10^{-3}$	0,674
Параллельная работа с АОСД	6	0,021	$4{,}0 \cdot 10^{-5}$	0,697

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

На рис. 11 показана зависимость расчётных показателей эффективности от параметров конфигурации Минигрид в симуляторе (n – числа установленных генераторов, + || раб – нахождения в режиме параллельной работы, + АОСД – действующей АОСД).

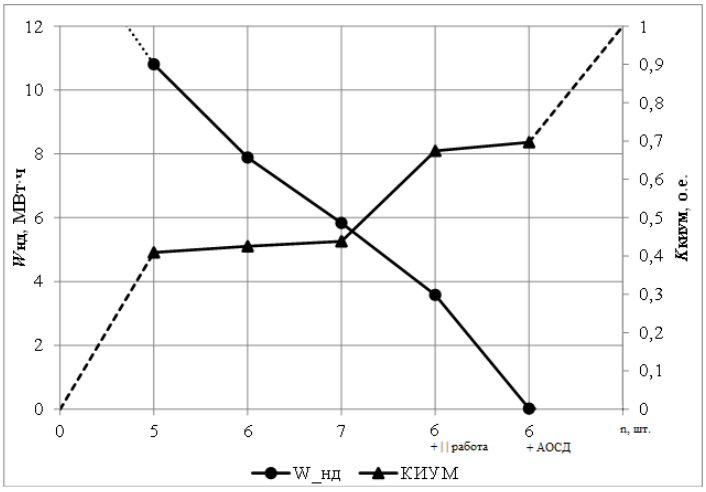

Рис. 11. Зависимость показателей Рис. 11. Dependence of efficiency indicators on

эффективности от параметров конфигурации Минигрид | the parameters of the Minigrid configuration

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Полученные зависимости показателей эффективности от параметров конфигурации Минигрид свидетельствуют об уменьшении недоотпуска электроэнергии при увеличении числа агрегатов на электростанции при неизменяемой установленной мощности в автономном режиме. При расчете экономических показателей эффективности на базе полученных технических показателей (капитальные вложения, сроки окупаемости инвестиций, ущерб от нарушений электроснабжения, недоотпуска электроэнергии (э/э) и др. можно выбрать оптимальное число и мощности энергоблоков на электростанции.

В свою очередь переход к параллельной работе увеличивает КИУМ в зависимости от разрешенной величины выдачи мощности во внешнюю сеть. Чем больше разрешенная величина перетока через сечение, тем выше КИУМ. При этом величина ограничения сечения также влияет на величину недоотпуска э/э. Чем больше разрешенный переток через сечение, тем меньше $W_{нд}$. При этом использование специальной автоматики противоаварийного опережающего сбалансированного деления позволяет существенно снизить величину недоотпуска э/э, тем самым повысить надежность электроснабжения без изменения допустимой величины перетока через сечение, что зачастую в реальной жизни не предоставляется возможным.

***Заключение** (Conclusions)*

Развитие цифровых двойников (симуляторов режимов и управления) «Минигрид» и других объектов с малой генерацией позволяет применять их не только в качестве средств обучения специалистов по управлению и подготовке оперативного персонала, но и в качестве средств моделирования при получении ключевых для проектирования интегральных технических характеристик эффективности принимаемых решений по основному оборудованию, способам и системам управления режимами, осуществления параллельной работы малой генерации при ее интеграции в сети централизованного энергоснабжения.

Представленная в работе постановка задачи применения симулятора для расчета интегральных показателей сравнительной эффективности вариантов Минигрид и управления их режимами, демонстрация ее решения могут использоваться при создании автоматизированных методик сравнения альтернатив при проектировании объектов с малой генерацией, а общий подход -и к объектам другого рода.

Литература

1. Илюшин П.В. Системный подход к развитию и внедрению распределенной энергетики и возобновляемых источников энергии в России // Энергетик. 2022. № 4. С. 20-26.

2. Klagge B., Brocke T. Decentralized electricity generation from renewable sources as a chance for local economic development: a qualitative study of two pioneer regions in Germany //Energy, Sustainability and Society. – 2012. – Т. 2. – С. 1-9.

3. Tsai C. T. et al. Optimal design and performance analysis of solar power microsystem for mini-grid application //Microsystem Technologies. – 2021. – Т. 27. – С. 1267-1281.

4. Sultana G., Keshavan B. K. Evaluation of performance and reliability indices of a micro-grid with distributed generation //2020 IEEE region 10 conference (TENCON). – IEEE, 2020. – С. 341-346.

5. Chambon C. L. et al. Techno-economic assessment of biomass gasification-based mini-grids for productive energy applications: The case of rural India //Renewable Energy. – 2020. – Т. 154. – С. 432-444.

6. Санеев Б. Г. и др. Автономные энергоисточники на севере Дальнего Востока: характеристика и направления диверсификации //Пространственная экономика. – 2018. – №. 1. – С. 101-116.

7. Mondal A. H., Denich M. Hybrid systems for decentralized power generation in Bangladesh //Energy for sustainable development. – 2010. – Т. 14. – №. 1. – С. 48-55.

8. Бык Ф. Л., Илюшин П. В., Мышкина Л. С. Особенности и перспективы развития распределенной энергетики в России //Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2021. – Т. 64. – №. 6. – С. 78-87.

9. Бык Ф. Л., Илюшин П. В., Мышкина Л. С. Прогноз и концепция перехода к распределенной энергетике в России //Проблемы прогнозирования. – 2022. – №. 4 (193). – С. 124-135.

10. Бык Ф. Л., Мышкина Л. С., Кожевников М. В. Повышение устойчивости

энергоснабжения регионов на основе локальных интеллектуальных энергосистем //Экономика региона. – 2023. – Т. 19. – №. 1. – С. 163-177.

11. Бык Ф. Л., Мышкина Л. С. Интеграция локальных интеллектуальных энергосистем и энергетический переход //Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2022. – С. 31-40.

12. Бойко Е. Е. и др. Способы повышения эффективности территориальных систем энергоснабжения //Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2022. – Т. 65. – №. 4. – С. 108-117.

13. Бык Ф. Л., Мышкина Л. С. Цифровые технологии и эффективность локальных энергосистем //Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2021. – С. 99-107.

14. Фишов А. Г. и др. Синхронизация Microgrid с внешней электрической сетью и между собой в нормальных и послеаварийных режимах при разных схемах объединения //Релейная защита и автоматизация. – 2021. – №. 2. – С. 32-42.

15. Фишов А. Г. и др. Режимы и автоматика Минигрид, работающих в составе распределительных электрических сетей ЕЭС //Релейная защита и автоматизация. – 2021. – №. 3. – С. 22-37.

16. Гуломзода А. Х. Исследование способа синхронизации с внешней сетью локальных систем электроснабжения на базе малой генерации //Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2021. – С. 303-312.

17. Фишов А. Г., Петрищев А. В., Ожулас В. А. Цифровой симулятор режимов минигрида, интегрированного с внешней электрической сетью. Часть 1. Физико-технологические основы объекта симуляции // Энергетик. – 2023. – № 6. – С. 6–13.

18. Фишов А. Г., Петрищев А. В., Ожулас В. А. Цифровой симулятор режимов минигрида, интегрированного с внешней электрической сетью. Часть 2. Техническая реализация и особенности использования симулятора //Энергетик. – 2023. – №. 7. – С. 14-22.

19. Müller S. C. et al. Interfacing power system and ICT simulators: Challenges, state-of-the-art, and case studies //IEEE Transactions on Smart Grid. – 2016. – Т. 9. – №. 1. – С. 14-24.

20. Palensky P. et al. Applied cosimulation of intelligent power systems: Implementing hybrid simulators for complex power systems //IEEE Industrial Electronics Magazine. – 2017. – Т. 11. – №. 2. – С. 6-21.

21. Sidwall K., Forsyth P. A review of recent best practices in the development of real-time power system simulators from a simulator manufacturer's perspective //Energies. – 2022. – Т. 15. – №. 3. – С. 1111.

22. Бык Ф.Л., Мышкина Л.С. Эффекты интеграции локальных интеллектуальных энергосистем // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2022. Т. 24. № 1. С. 3-15.

23. Колотыгина Е. К., Фролова Я. А. Оптимизация состава и загрузки включенного оборудования при совместной выработке электричества и тепла в энергосистемах малой мощности //Электроэнергетика глазами молодежи-2018. – 2018. – С. 89-92.

24. Чукреев Ю.Я., Бык Ф.Л., Мышкина Л.С., Чукреев М.Ю. Свойства надежности при децентрализации энергетики. Известия Российской академии наук. Энергетика. 2023. № 5. С. 19-39.

25. Бык Ф. Л., Чукреев Ю. Я. Оценка влияния интеграции локальных интеллектуальных энергосистем на средства обеспечения балансовой надежности ЕЭС //Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2022. – С. 41-50.

26. Бык Ф. Л., Мышкина Л. С. Надежность объектов распределенной энергетики //Надежность и безопасность энергетики. – 2021. – Т. 14. – №. 1. – С. 45-51.

27. Abdmouleh Z. et al. Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources //Renewable Energy. – 2017. – Т. 113. – С. 266-280.

28. Xu Y. et al. Smart energy systems: A critical review on design and operation optimization //Sustainable Cities and Society. – 2020. – Т. 62.– С. 102369.

29. Rech S. Smart energy systems: Guidelines for modelling and optimizing a fleet of units of different configurations //Energies. – 2019. – Т. 12. – №. 7. – С. 1320.

Авторы публикации

ОжуласВладисАлисович – аспирант, Новосибирский государственный технический университет

Петрищев Алексей Васильевич – канд. техн. наук, доцент, Новосибирский государственный

технический университет

Фишов Александр Георгиевич – д-р техн. наук, профессор, Новосибирский государственный технический университет

References

1. Ilyushin P.V. Sistemnyi podkhod k razvitiyu i vnedreniyu raspredelennoi energetiki i vozobnovlyaemykh istochnikov energii v Rossii // Energetik. 2022. № 4. S. 20-26.

2. Klagge B., Brocke T. Decentralized electricity generation from renewable sources as a chance for local economic development: a qualitative study of two pioneer regions in Germany //Energy, Sustainability and Society. – 2012. – T. 2. – C. 1-9.

3. Tsai C. T. et al. Optimal design and performance analysis of solar power microsystem for mini-grid application //Microsystem Technologies. – 2021. – T. 27. – C. 1267-1281.

4. Sultana G., Keshavan B. K. Evaluation of performance and reliability indices of a micro-grid with distributed generation //2020 IEEE region 10 conference (TENCON). – IEEE, 2020. – C. 341-346.

5. Chambon C. L. et al. Techno-economic assessment of biomass gasification-based mini-grids for productive energy applications: The case of rural India //Renewable Energy. – 2020. – T. 154. – C. 432-444.

6. Saneev B. G. i dr. Avtonomnye energoistochniki na severe Dal'nego Vostoka: kharakteristika i napravleniya diversifikatsii //Prostranstvennaya ekonomika. – 2018. – №. 1. – S. 101-116.

7. Mondal A. H., Denich M. Hybrid systems for decentralized power generation in Bangladesh //Energy for sustainable development. – 2010. – T. 14. – №. 1. – C. 48-55.

8. Byk F. L., Ilyushin P. V., Myshkina L. S. Osobennosti i perspektivy razvitiya raspredelennoi energetiki v Rossii //Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Elektromekhanika. – 2021. – T. 64. – №. 6. – S. 78-87.

9. Byk F. L., Ilyushin P. V., Myshkina L. S. Prognoz i kontseptsiya perekhoda k raspredelennoi energetike v Rossii //Problemy prognozirovaniya. – 2022. – №. 4 (193). – S. 124-135.

10. Byk F. L., Myshkina L. S., Kozhevnikov M. V. Povyshenie ustoichivosti energosnabzheniya regionov na osnove lokal'nykh intellektual'nykh energosistem //Ekonomika regiona. – 2023. – T. 19. – №. 1. – S. 163-177.

11. Byk F. L., Myshkina L. S. Integratsiya lokal'nykh intellektual'nykh energosistem i energeticheskii perekhod //Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki. – 2022. – S. 31-40.

12. Boiko E. E. i dr. Sposoby povysheniya effektivnosti territorial'nykh sistem energosnabzheniya //Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Elektromekhanika. – 2022. – T. 65. – №. 4. – S. 108-117.

13. Byk F. L., Myshkina L. S. Tsifrovye tekhnologii i effektivnost' lokal'nykh energosistem //Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki. – 2021. – S. 99-107.

14. Fishov A. G. i dr. Sinkhronizatsiya Microgrid s vneshnei elektricheskoi set'yu i mezhdu soboi v normal'nykh i posleavariinykh rezhimakh pri raznykh skhemakh ob"edineniya //Releinaya zashchita i avtomatizatsiya. – 2021. – №. 2. – S. 32-42.

15. Fishov A. G. i dr. Rezhimy i avtomatika Minigrid, rabotayushchikh v sostave raspredelitel'nykh elektricheskikh setei EES //Releinaya zashchita i avtomatizatsiya. – 2021. – №. 3. – S. 22-37.

16. Gulomzoda A. Kh. Issledovanie sposoba sinkhronizatsii s vneshnei set'yu lokal'nykh sistem elektrosnabzheniya na baze maloi generatsii //Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki. – 2021. – S. 303-312.

17. Fishov A. G., Petrishchev A. V., Ozhulas V. A. Tsifrovoi simulyator rezhimov minigrida, integrirovannogo s vneshnei elektricheskoi set'yu. Chast' 1. Fiziko-tekhnologicheskie osnovy ob"ekta simulyatsii // Energetik. – 2023. – № 6. – S. 6–13.

18. Fishov A. G., Petrishchev A. V., Ozhulas V. A. Tsifrovoi simulyator rezhimov minigrida, integrirovannogo s vneshnei elektricheskoi set'yu. Chast' 2. Tekhnicheskaya realizatsiya i osobennosti ispol'zovaniya simulyatora //Energetik. – 2023. – №. 7. – S. 14-22.

19. Müller S. C. et al. Interfacing power system and ICT simulators: Challenges, state-of-the-art, and case studies //IEEE Transactions on Smart Grid. – 2016. – T. 9. – №. 1. – C. 14-24.

20. Palensky P. et al. Applied cosimulation of intelligent power systems: Implementing hybrid simulators for complex power systems //IEEE Industrial Electronics Magazine. – 2017. – T. 11. – №. 2. – C. 6-21.

21. Sidwall K., Forsyth P. A review of recent best practices in the development of real-time power system simulators from a simulator manufacturer's perspective //Energies. – 2022. – T. 15. – №. 3. – C. 1111.

22. Byk F.L., Myshkina L.S. Effekty integratsii lokal'nykh intellektual'nykh energosistem // Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. PROBLEMY ENERGETIKI. 2022. T. 24. № 1. S. 3-15.

23. Kolotygina E. K., Frolova Ya. A. Optimizatsiya sostava i zagruzki vklyuchennogo oborudovaniya pri sovmestnoi vyrabotke elektrichestva i tepla v energosistemakh maloi moshchnosti //Elektroenergetika glazami molodezhi-2018. – 2018. – S. 89-92.

24. Chukreev Yu.Ya., Byk F.L., Myshkina L.S., Chukreev M.Yu. Cvoistva nadezhnosti pri detsentralizatsii energetiki. Izvestiya Rossiiskoi akademii nauk. Energetika. 2023. № 5. S. 19-39.

25. Byk F. L., Chukreev Yu. Ya. Otsenka vliyaniya integratsii lokal'nykh intellektual'nykh energosistem na sredstva obespecheniya balansovoi nadezhnosti EES //Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki. – 2022. – S. 41-50.

26. Byk F. L., Myshkina L. S. Nadezhnost' ob"ektov raspredelennoi energetiki //Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki. – 2021. – T. 14. – №. 1. – S. 45-51.

27. Abdmouleh Z. et al. Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources //Renewable Energy. – 2017. – T. 113. – C. 266-280.

28. Xu Y. et al. Smart energy systems: A critical review on design and operation optimization //Sustainable Cities and Society. – 2020. – T. 62.– C. 102369.

29. Rech S. Smart energy systems: Guidelines for modelling and optimizing a fleet of units of different configurations //Energies. – 2019. – T. 12. – №. 7. – C. 1320.

Authors of the publication

Vladis A. Ozhulas- Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia.

Alexey V. Petrishhev- Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia.

Alexander G. Fishov - Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia.

Шифр научной специальности: 2.4.3. «Электроэнергетика»

Получено	***19.03.2024 г.***
Отредактировано	***14.05.2024 г.***
Принято	***16.05.2024 г.***