

---

---

УДК 621.311,338.49

## СВОЙСТВА НАДЕЖНОСТИ ПРИ ДЕЦЕНТРАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИКИ

© 2023 г. Ю. Я. Чукреев<sup>1</sup> \*, Ф. Л. Бык<sup>2</sup>, \*\*, Л. С. Мышкина<sup>2</sup>, М. Ю. Чукреев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра “Коми научный центр Уральского отделения Российской академии наук”, Сыктывкар, Россия*

<sup>2</sup>*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия*

\*e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru

\*\*e-mail: felixbyk@hotmail.com

Поступила в редакцию 22.02.2023 г.

После доработки 16.06.2023 г.

Принята к публикации 23.06.2023 г.

Согласно Энергетической стратегии до 2035 г., энергетический переход в России направлен на создание интеллектуальных энергосистем и ориентацию на распределенную энергетику. В статье предлагается рассматривать распределенную энергетику как необходимую составляющую к “большой” энергетике, что позволяет добиться повышения эффективности, прежде всего, в части надежности электроснабжения. В России основа распределенной энергетики – когенерационные источники малой мощности. На основе указанных источников и распределительных сетей среднего и низкого напряжения создаются сбалансированные локальные интеллектуальные энергосистемы (ЛИЭС). Интеграция ЛИЭС в системы централизованного электроснабжения позволяет получить значимые системные эффекты. Целью работы является исследование влияния интеграции ЛИЭС с региональными энергосистемами на показатели надежности электроснабжения.

*Ключевые слова:* локальная интеллектуальная энергосистема, бесперебойность, управляемость, устойчивоспособность, долговечность, наблюдаемость, гибкость, оперативный резерв, график нагрузки

DOI: 10.31857/S0002331023050035, EDN: OSGKFY

## ВВЕДЕНИЕ

Новый энергетический переход связывают с развитием систем энергоснабжения, направленным на повышение гибкости энергосистемы, предполагающую возможность взаимозаменяемости первичных энергоресурсов, видов и источников энергии [1]. Обеспечивая повышение доступности к недорогостоящим, надежным, управляемым и эффективным источникам энергии, объекты распределенной энергетики создают благоприятные условия социально-экономического развития территорий.

Предпосылкой энергетического перехода является тотальная газификация и наличие эффективных технологий производства энергии. Реализация энергетического перехода основана на принципах децентрализации, ресурсосбережения, цифровизации и изменения моделей поведения потребителей [2].

Энергетический переход в России во многом связан с появлением различных объектов распределенной энергетики, где важное место занимают локальные энергосистемы различного назначения: промышленные, сельскохозяйственные и коммунальные.

По принципу обеспечения функциональной и структурной надежности можно выделить два типа: избыточные и дефицитные локальные энергосистемы. Примером дефицитных является Активный энергетический комплекс, как промышленная локальная энергосистема. Примером избыточных – локальные интеллектуальные энергосистемы (ЛИЭС). Под ЛИЭС понимается самодостаточный объект распределенной энергетики, способный работать на принципах самобаланса по тепловой и электрической энергии и мощности с определенным уровнем балансовой и режимной надежности, где функционирование обеспечивается децентрализованной интеллектуальной автоматической системой управления нормальными, аварийными и послеаварийными режимами.

Создание на основе распределительных и тепловых сетей, распределенной генерации до 25 МВт ЛИЭС и их интеграция в региональные энергосистемы соответствует Стратегии научно-технологического развития, Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г. и во многом позволяет обеспечить повышение надежности, экономичности, экологичности. Массовое создание дефицитных систем электроснабжения предприятий породило негативное отношение к локальным энергосистемам. Достигая снижения затрат на собственное энергоснабжение, усиливается негативное влияние перекрестного субсидирования в регионе, увеличивается тариф на передачу электроэнергии и прочее.

Экономическая эффективность ЛИЭС определяет их инвестиционную привлекательность, что ведет к росту их числа. Основными причинами создания ЛИЭС промышленными потребителями являются отсутствие экономически доступной электрической энергии на розничном рынке и высокая стоимость технологического присоединения потребителей первой и второй категории надежности. Все вышеперечисленное способствует созданию и интеграции ЛИЭС. При этом решаются многие задачи: улучшение гибкости и управляемости в вопросах ведения режима энергосистемы, изменения единичных свойств надежности. Указанное определяет актуальность исследований, связанных с изучением эффектов интеграции ЛИЭС.

Целью статьи является исследование влияние интеграции ЛИЭС на новые возможности в части гибкости, надежности и облика энергосистемы будущего.

Для достижения цели поставлены и решены следующие задачи исследования особенностей ЛИЭС и сдерживающих факторов, а также изучения влияния:

- интеграции ЛИЭС на единичные свойства надежности;
- ЛИЭС на энергетический переход в России;
- ЛИЭС на процесс введения режима;
- ЛИЭС на величину оперативного резерва мощности.

## 1. ОСОБЕННОСТИ ИНТЕГРАЦИИ ЛИЭС

В противовес массовому развитию генерации на возобновляемых источниках энергии в зарубежных странах [3], что связано со стремлением уменьшить углеродный след и ослабить зависимость от импорта углеводородного топлива, в России энергетический переход направлен на использование когенерационных технологий.

Указанное определяется соотношением в потребности тепловой и электрической мощности в стране, которое в среднем составляет 4 : 1, а в отдельных регионах до 5 : 1. Поэтому в имеющихся климатических условиях и топливном ландшафте, приоритет отдается созданию локальных энергосистем на основе управляемой когенерации (газопоршневых и газотурбинных установок (ГПУ, ГТУ) [4].

Основными факторами, определяющими создание ЛИЭС, является их экономическая эффективность и высокая надежность электроснабжения. Первое обусловлено устанавливаемыми предельным уровнем нерегулируемых цен на электроэнергию на различных рынках и механизмом ценообразования на рынке на сутки вперед. Кроме этого, экономическая целесообразность формирования ЛИЭС возникает там, где экономически, либо технически недоступно технологическое присоединение потребителей к ЕЭС России или предусмотрены большие штрафы за невыполнение экологических требований.

Функциональной особенностью большинства создаваемых ЛИЭС является автономная работа, либо не предусматривающая выдачу электрической мощности и энергии во внешнюю сеть, что ведет к отсутствию их учета при развитии энергосистем, в частности, при разработке “Схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов РФ”. ЛИЭС выпадают из регулирования и не позволяют в существующей институциональной среде повысить эффективность и надежность работы региональных систем электроснабжения. Существующий порядок и действующие экономические модели функционирования субъектов энергетики во многом тормозят процессы интеграции ЛИЭС.

Развитие региональных энергосистем в большей мере учитывает интересы трех ключевых субъектов: региональной сетевой компании, системного оператора в лице регионального диспетчерского управления и гарантирующего поставщика. Основной сдерживающий фактор – сетевые компании и региональное диспетчерское управление, определяющие возможность технологического присоединения к сетям и режима работы ЛИЭС [4].

Действующая экономическая модель формирования тарифов на передачу электрической энергии основана на величине передаваемой энергии. Опасения, связанные с рисками появления выпадающих доходов от снижения объемов передачи электроэнергии по сетям высокого напряжения и сокращением объема инвестиций в развитие сетевого комплекса определяют “чаще негативное” отношение сетевых компаний к процессам интеграции. Аналогично, региональные диспетчерские выступают “горюшкой”, так как включение ЛИЭС оборачивается появлением элементов децентрализованного управления и увеличением многообразия схемно-режимных состояний, что усложняет их работу. Будучи естественными монополистами и обладая значимым влиянием в регионе, имея поддержку на федеральном уровне, указанные субъекты сдерживают процессы интеграции ЛИЭС в региональные энергосистемы.

При этом, несмотря на наличие административных и корпоративных барьеров, наблюдается процесс интеграции ЛИЭС с возможностью выдачи мощности и энергии в региональную систему электроснабжения (пример: ЛИЭС мкр. Березовый), что обуславливает получение значимых системных эффектов повышения различных свойств надежности, что показано ниже.

## 2. ВЛИЯНИЕ ИНТЕГРАЦИИ ЛИЭС НА ЕДИНИЧНЫЕ СВОЙСТВА НАДЕЖНОСТИ

Надежность – комплексное свойство, формирующееся исходя из различных единичных свойств. Важной задачей является анализ влияния интеграции ЛИЭС на различные единичные свойства. В данной статье показано влияние интеграции ЛИЭС на бесперебойность электроснабжения, управляемость, устойчивоспособность и долговечность.

**Бесперебойность.** С включением ЛИЭС в региональные энергосистемы возрастет бесперебойность электроснабжения потребителей за счет появления двух и более независимых источников питания. Этим обеспечивается снижение индикативных показателей бесперебойности электроснабжения: средних частоты и времени прерывания электроснабжения потребителей на точку поставки (SAIFI, SAIDI).

Для расчетов прогнозных значений указанных показателей при изменении структуры электрической сети 35 кВ и выше Минэнерго России разработаны методики, основанные на определении индексов технического состояния оборудования (ИТС). Их использование для анализа влияния интеграции ЛИЭС не применимо по причине большого количества оборудования различного типа и отсутствия достоверной информации для расчетов ИТС в сетях 0.4–10 кВ (периодичности обследований, информация о причинах прерывания электроснабжения).

Для расчетов прогнозных значений показателей бесперебойности электроснабжения предлагается опираться на обобщенные ИТС групп оборудования сетевого комплекса и анализ критических участков сети, отказы которых сопровождаются наибольшим количеством отключаемых потребителей [5]. Их применение позволяет осуществить корректировку значений частот отказов оборудования с учетом текущего технического состояния и рассчитать ожидаемые изменения показателей SAIDI, SAIFI в энергорайоне. Аналогично данная методика [5] позволяет определять изменения показателей SAIDI и SAIFI при внесении изменений в схему распределительной сети, в том числе при интеграции ЛИЭС и региональную энергосистему при представлении ее в качестве “элемента” распределительной сети.

Прогнозы изменений средней продолжительности и частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки с учетом распределительной сети можем определить по формулам:

$$\Delta SAIDI = \left( \frac{\sum T_i N_i}{N_{\max}} \right)'' - \left( \frac{\sum T_i N_i}{N_{\max}} \right)', \quad (1)$$

$$\Delta SAIFI = \left( \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_{\max}} \right)'' - \left( \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_{\max}} \right)', \quad (2)$$

где “''” – индексация прогнозного состояния системы электроснабжения; “'” – индексация текущего состояния системы электроснабжения;  $\lambda_i$  – интенсивность отказов  $i$ -ого критического элемента системы электроснабжения, ч;  $N_i$  – количество точек поставки отключаемых в результате технологического нарушения из-за отказа  $i$ -ого критического элемента системы электроснабжения, шт;  $N_{\max}$  – количество точек поставки в системе электроснабжения, шт;  $T_i$  – время нахождения в неработоспособном состоянии  $i$ -ого критического элемента системы электроснабжения.

Критическим элементом системы электроснабжения в методике является элемент, при отказе которого наблюдается наибольшее количество отключаемых точек присоединения. Для поиска необходимо определить количество узлов, отключаемых при отказе  $i$ -ого элемента сети ( $N_i$  в формулах (1)–(2)). Для моделирования отказов элементов с контролем установившегося электрического режима по току и напряжению и фиксацией отключаемых узлов могут использоваться специализированные программные комплексы, к примеру, ETAP или Power Factory, либо др.

Результаты исследований выявили, что изменение SAIDI, SAIFI носят значимый характер. Для рассматриваемого на рис. 1 примера SAIDI, SAIFI снизились на 11% и 9% соответственно.

Известно, что при росте уровня бесперебойности электроснабжения потребителей для сетевых компаний повышается тариф на услуги по передаче электроэнергии [6], что должно стимулировать интеграцию ЛИЭС. Следует отметить, что данная методика также может быть применена для определения оптимальных точек интеграции ЛИЭС, которые должны устанавливаться сетевыми компаниями.

**Устойчивоспособность.** Важнейшей составляющей ЛИЭС является интеллектуальная система управления, учитывающая особенности и различия систем электроснаб-

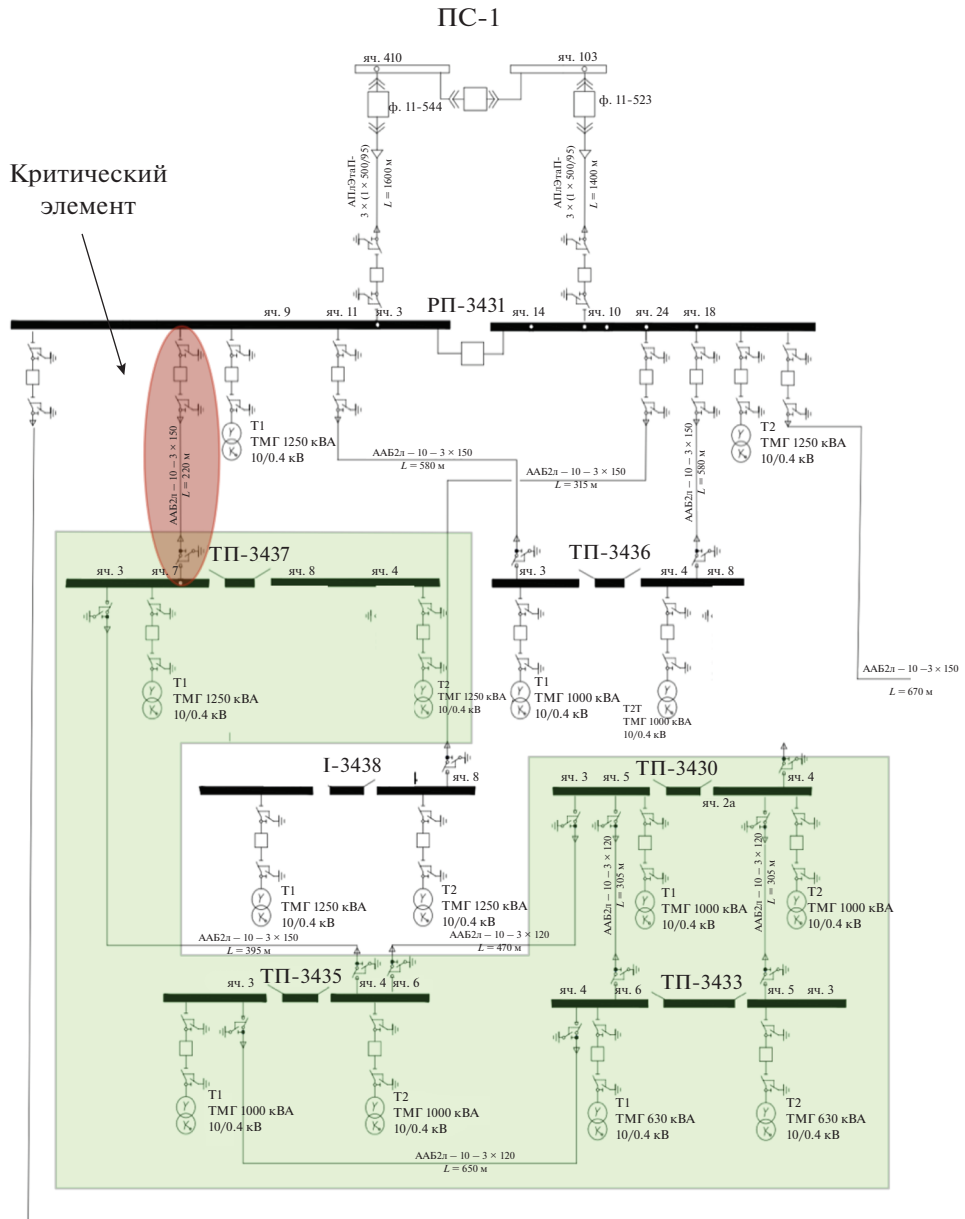


Рис. 1. Участок схемы сети энергорайона интеграции.

жения, обеспечивающая согласованность централизованной и децентрализованных систем управления. Автоматикой обеспечивается возможность перехода в островной и возврат в параллельный режим работы, сопровождаемый сохранением устойчивости двигательной нагрузки, что важно для промышленных потребителей.

Функционирование децентрализованных автоматических систем управления требует согласованного функционирования в составе автоматизированных централизо-

ванных систем электроснабжения, что предполагает соответствующий обмен информацией. Согласованное взаимодействие систем управления обеспечивает не только повышение бесперебойности электроснабжения за счет сокращения частоты и времени восстановления, но и повышение качества электрической энергии, отражающее свойство устойчивости нагрузки и генерации, во многом связанного с режимом. Указанное является актуальной задачей, решаемой в сетевом комплексе, около 25% обращений потребителей, связанных с качеством электрической энергии, приходится на проблемы с напряжением в центре питания [7].

Включение ЛИЭС с управляемой генерацией на базе ГПУ и ГТУ позволяет создать систему мультиагентного регулирования узловыми напряжениями в электрических сетях [8], используя ресурс АРВ агрегатов.

**Управляемость.** С позиций управляемости интеграция ЛИЭС позволяет говорить о повышении живучести, как свойства системы противостоять крупным возмущениям режима, не допуская массового отключения потребителей и генерации за счет выхода в сбалансированный остров. Указанное соответствует интересам сетевых компаний и Системного оператора.

Повышение живучести позволяет повысить допустимую загрузку центров питания энергорайонов. Согласно действующим регламентам, допустимая максимальная загрузка центров питания (присоединенная нагрузка) определяется по критерию (N-1), что соответствует наличию не менее одного резервного трансформатора на подстанции. Анализ режимов показал, что выдаваемая мощность ЛИЭС, присоединенной в энергорайоне центра питания (ЦП), может составлять не более 50% загрузки ЦП в режиме минимальных нагрузок для исключения реверсивного перетока в сеть 110 кВ. Следовательно, для двух трансформаторных подстанций выдаваемая мощность ЛИЭС не должна превышать 50% от мощности подключенных нагрузок. Таким образом, при выдаче энергии и мощности ЛИЭС в энергорайон критерий величины присоединяемой нагрузки может быть сокращен до величины (N-0.5), что также отразится на эффективности и надежности энергоснабжения. Указанное особенно значимо в дефицитных энергорайонах, где существуют сетевые ограничения на новое технологическое присоединение потребителей.

При интеграции ЛИЭС в дефицитный энергорайон можно говорить о дополнительных системных эффектах – снятие ограничений на технологическое присоединение без затрат на развитие сетевого комплекса. Интеграция ЛИЭС с выдачей мощности и энергии в региональную энергосистему в дефицитных энергорайонах позволит получить эффект от экономии затрат на развитие и реконструкцию сети и сократит темп роста стоимости и сетевых тарифов для потребителей. К примеру, в Новосибирской области 31% центров питания закрыт для нового технологического присоединения, в г. Новосибирск – 46%. Средняя загрузка центров питания в Новосибирской области – 73.4%, в г. Новосибирск – 82.7%.

**Долговечность.** Наличие соответствующей системы управления ЛИЭС, выполняющей функции режимной и противоаварийной автоматики, к примеру [8], позволяет повысить долговечность как генерирующего оборудования ЛИЭС, так и сетевого оборудования ЦП.

Как известно, график загрузки оборудования центра питания характеризуется низкими коэффициентами плотности и неравномерности, что часто приводит к режимам, связанным с кратковременной недогрузкой или перегрузкой оборудования. Указанное в свою очередь ведет к повышенному срабатыванию паркового ресурса. Задачи повышения долговечности оборудования во многих сетевых компаниях являются одними из наиболее острых и актуальных, так как доля оборудования, выработавшего нормативный срок службы в различных регионах в среднем, составляет от 20% (Саратовская область) до 82% (подстанционное оборудование в Мурманской области) [9].

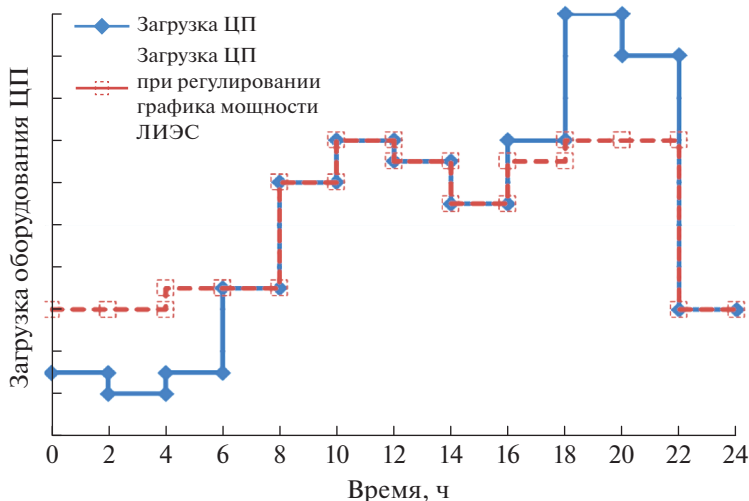


Рис. 2. Изменение загрузки оборудования ЦП.

Снижение максимальных нагрузок на центрах питания, повышение коэффициентов неравномерности и плотности графика загрузки подстанции за счет выдачи энергии из ЛИЭС в энергорайон позволит ожидать повышение долговечности сетевого оборудования, рис. 2.

Регулирование графика загрузки центра питания во многом схоже с функцией агрегатора управления спросом на электрическую энергию в ЕЭС России (см. ниже).

### 3. ВЛИЯНИЕ ИНТЕГРАЦИИ ЛИЭС НА НАБЛЮДАЕМОСТЬ

Как отмечено выше, интеграция ЛИЭС осуществляется на напряжении распределительной сети 10 кВ. Сегодня наблюдаемость сетей низкого напряжения значительно уступает уровню в сетях высокого напряжения, рис. 3, что затрудняет оценку уровня надежности указанных сетей, включая расчеты ИТС. При этом отказы в сетях 6–10 кВ являются причиной около 70% всех нарушений электроснабжения потребителей [7].

Функционирование децентрализованной интеллектуальной системы управления ЛИЭС предполагает цифровизацию энергорайона, в состав которого она включена. Логика работы указанной автоматики основана на искусственном интеллекте, способном выбрать наиболее эффективные управляющие воздействия для сохранения системы в рабочем состоянии, обеспечивая получение максимальных размеров системных эффектов, управляя работой генерирующего и сетевого оборудования [8, 11].

Следовательно, система управления ЛИЭС должна предусматривать мониторинг за множеством параметров и рассчитывать различные показатели, необходимые для анализа и оптимизации схемно-режимных состояний с позиции надежности и эффективности выполняемых функций. Необходимым элементов интеграции ЛИЭС в региональные энергосистемы будет комплексная цифровизация ЛИЭС и прилегающего энергорайона.

Указанное создаст соответствующие системы сбора и обработки информации, обеспечивающие наблюдаемость и управляемость систем энергоснабжения. Это позволит обеспечить корректный и своевременный мониторинг за техническим состоянием оборудования, а, следовательно, повысит безотказность и сохраняемость оборудования сетей 0.4–10 кВ.

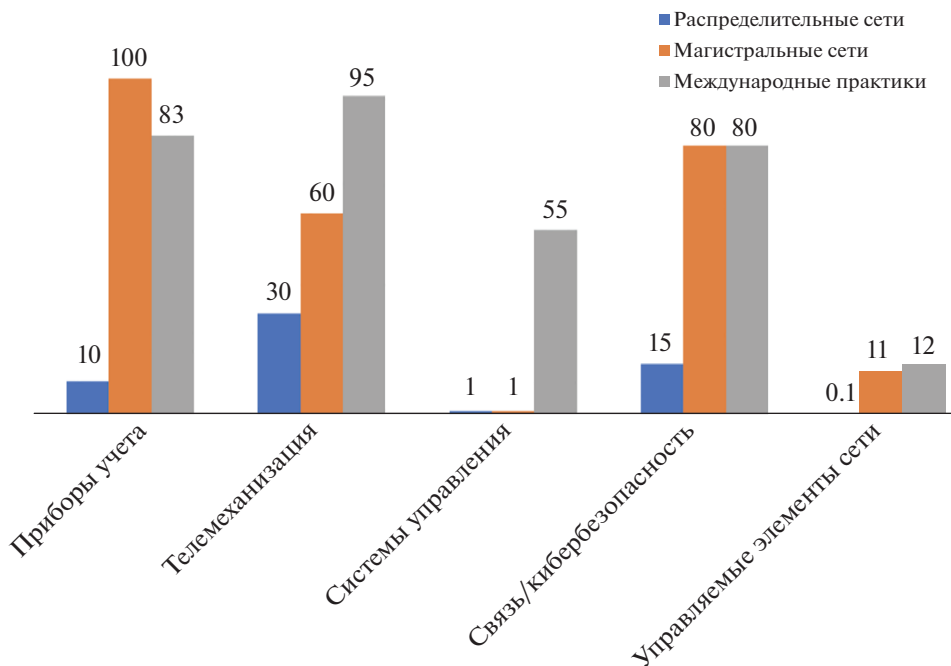


Рис. 3. Уровень наблюдаемости в различных сетях.

#### 4. ГИБКОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ОБЛИК БУДУЩЕЙ ЕЭС РОССИИ

Тенденция создания и интеграции ЛИЭС нарастает несмотря на имеющееся противодействие со стороны крупнейших субъектов энергетики. Значимую роль в преобразованиях ЕЭС России будут играть локальные системы энергоснабжения, инвестиционная привлекательность которых возрастает на фоне снижения эффективности системы централизованного энергоснабжения [11, 12]. Интеграция данных систем в состав региональных сонаправлена с достижением целей повышения энергоэффективности и ресурсосбережения, планов социально-экономического развития субъектов РФ.

Указанное дает основания ожидать рост количества и мощности ЛИЭС и их интеграции в региональные системы.

Появление интегрированных в ЕЭС России ЛИЭС обеспечит переход с традиционной, консервативной траектории развития электроэнергетики на новую, более эффективную и привлекательную для частных инвесторов траекторию. Включение ЛИЭС в состав региональных энергосистем, как элементов ЕЭС России, меняет облик энергосистемы страны. Система трансформируется из многоуровневого каскада в соттовую структуру.

Каждая ячейка будет представлять объект распределенной энергетики, при этом ядром останется ЕЭС России с крупными электростанциями, соединенными единой национальной эклектической сетью. Назначение ЛИЭС – создать благоприятные условия для работы крупных электростанций, обеспечив повышение их коэффициентов использования установленной мощности и полезного использования топлива. Наличие энергетического ядра и множества присоединенных к нему энергетических сот радикально меняет структуру электроэнергетики, основой которой становятся локальные энергосистемы.



Наличие ячеистой структуры позволит повысить эффективность энергоснабжения, проявляющуюся изменением бесперебойности, управляемости и живучести. Важнейшую роль начинают играть региональные распределительные сети, осуществляющие связь между ЕЭС России и ЛИЭС, ЛИЭС между собой. Изменение структуры ЕЭС России и переход на сотовую, ячеистую структуру позволяет обеспечить гибкость энергосистемы, что соответствует интересам сетевых организаций и Системного оператора, но требует соответствующих изменений в технологиях работы для создания интеллектуальной региональной энергосистемы.

## 5. ВЛИЯНИЕ ЛИЭС НА ПРОЦЕСС ВВЕДЕНИЯ РЕЖИМА

Управление спросом стало полноценным инструментом обеспечения баланса спроса и предложения в энергосистемах. Исходя из мирового опыта, можно выделить несколько основных принципов организации управления спросом и участия в нем потребителей [13]:

- реорганизации процессов производства и смещение загрузки оборудования во времени;
- снижение потребления из сети за счет использования собственных генерирующих источников;
- участие отдельно взятых потребителей, либо группы с помощью посредника – Агрегатора управления спросом.

Основой управления спросом является наличие у потребителей возможностей смещения электропотребления в течение суток. Основной потенциал управления спросом сосредоточен у потребителей розничного рынка – средних и малых потребителей, а также в бытовом секторе. Также большой эффективностью в плане управления спроса обладают потребители, имеющие собственные генерирующие объекты.

Наличие технических и экономических эффектов привело к появлению концепции управления спросом во многих странах, где на практике наблюдалось повышение эластичности спроса путем целенаправленного воздействия на оборудование потребителей при возникновении соответствующих экономических или технологических условий. По данным Navigant Research, объем глобального рынка продуктов и услуг в сфере управления спросом в 2016 г. составил 39 ГВт, из них 28 ГВт на территории Северной Америки: 21 ГВт – за счет программ управления спросом для коммерческих и промышленных потребителей и 7 ГВт – за счет программ для бытовых потребителей и малого бизнеса. Использование этого ресурса в энергосистеме США позволяет избежать инвестиций в размере 270 млрд долларов США (в ценах 2016 г.) в развитие энергетической инфраструктуры, где управление спросом стало полноценным инструментом обеспечения баланса спроса и предложения в энергосистемах [14, 15].

По прогнозу Navigant Research, к 2025 году мировой рынок вырастет в 3.5 раза – до 144 ГВт. При этом самый значительный рост ожидается в Азиатско-Тихоокеанском регионе, а также в Европе [15]. При этом многими экспертами уточняется, что более 40% управляемого спроса будут составлять промышленные потребители.

Основные цели управления спросом на электроэнергию – уменьшение пиковой нагрузки в энергосистеме, что может сопровождаться снижением цен на рынке электроэнергии и предотвращением избыточного строительства электростанций и электрических сетей.

Управление спросом в России наиболее активно начало работать в 2019 г. с появлением Агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в ЕЭС России. Согласно разработанным правилам [16], Агрегаторы выполняют коммерческую функцию объединения распределенных ресурсов управления спросом, выступая в качестве посредников между потребителями, предоставляющими свои возможности по изменению потребления, и покупателем продуктов управления спросом.

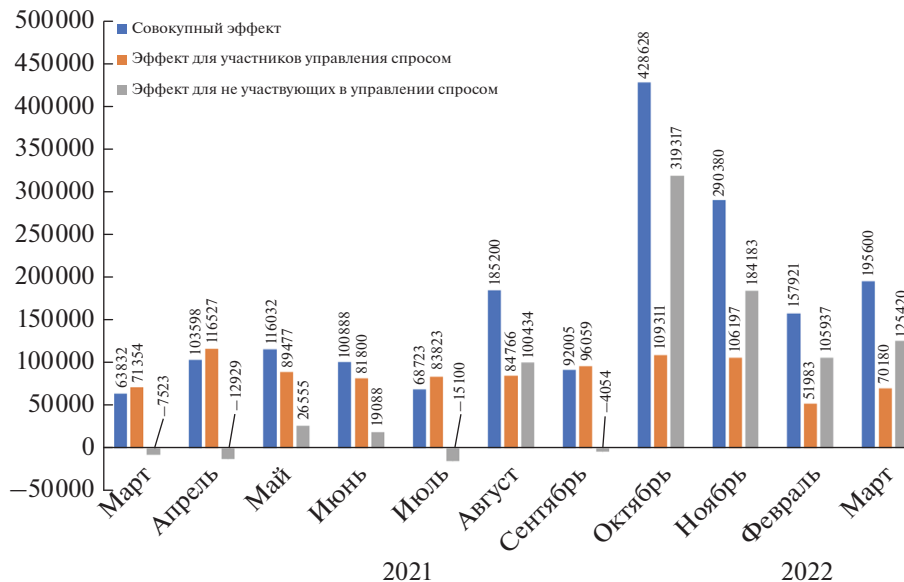


Рис. 4. Эффект управления спросом в 2021–2022 гг., тыс. руб.

Агрегаторы приобретают услуги по снижению нагрузки у многих потребителей с различными характеристиками, обеспечивая соответствие требованиям рынка и резервирование отдельно взятого потребителя как части агрегированного объекта, что повышает общую надежность и снижает риск для отдельных потребителей. Одно из ключевых преимуществ агрегации – распределенный характер агрегированной нагрузки. Привлечение Агрегатором регулировочного ресурса больше, чем взятые обязательства на поставку заявленного объема разгрузки, позволяет их исполнять, даже если отдельные потребители не смогли предоставить свой ресурс. Поэтому заявляется не полный объем объединенной регулируемой нагрузки и таким образом обеспечивается резервирование, что гарантирует надежное исполнение обязательств.

Отметим, что согласно [16], разрешено изменение нагрузки электропринимающими устройствами потребителя путем использования объекта по производству электрической энергии (мощности), установленная генерирующая мощность которого менее 25 МВт – что принято относить к малой распределенной генерации, являющейся основой локальных энергосистем.

Получая необходимый обобщенный ресурс управления спросом, Агрегаторы обеспечивают свое участие в нескольких сегментах рынка: рынке мощности, рынке на сутки вперед, балансирующем рынке, а также к оказанию услуг по обеспечению системной надежности [17].

На рис. 4 представлен помесечный эффект управления спросом, полученный в течение года. На рис. 5 показана динамика изменения объемов управления спросом: от первого отбора объем управляемой мощности увеличился более чем в 22 раза.

Данный проект в России на этапе становления, согласно проекту ФЗ “О внесении изменений в ФЗ “Об электроэнергетике” по вопросам функционирования агрегаторов управления изменением режима потребления” механизм управления спросом возможно будет претерпевать некоторые изменения, касающиеся в большей мере юридической и организационно-экономической составляющей. Агрегатор станет полноправным субъектом оптового рынка, осуществляющим деятельность по форми-

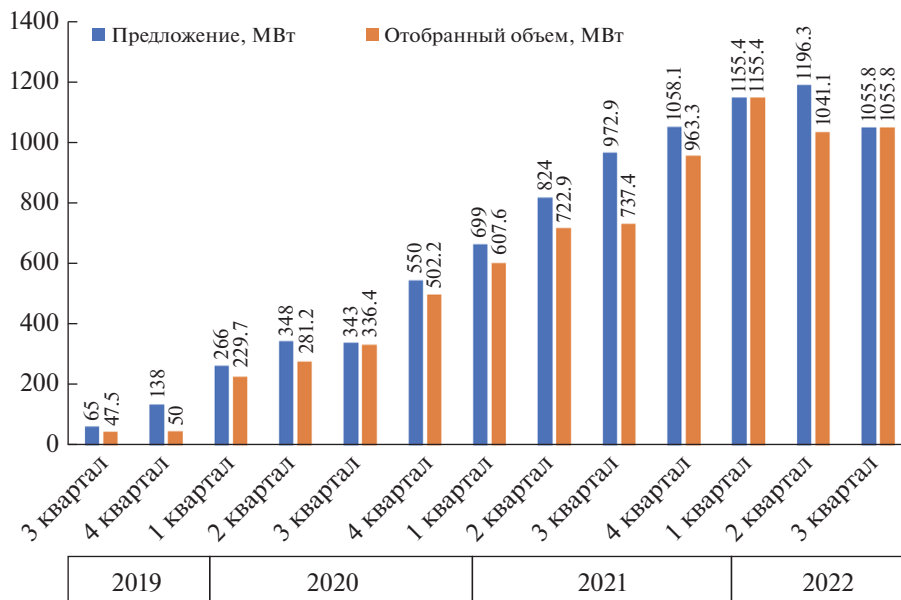


Рис. 5. Динамика изменения объемов управления спросом в России.

рованию агрегированных объектов управления спросом и по завершению пилотного этапа функционирования, стоимость услуг будет формироваться коммерческим оператором. Также из ожидаемых нововведений сокращение количества субъектов, обладающих правом выступать агрегатором: исключение сетевых компаний из данного списка, которые сегодня составляют менее 1% среди агрегаторов. Основная доля агрегаторов представлена энергосбытовыми компаниями – 83%.

Ценозависимое потребление, предполагающее перераспределение нагрузки потребителей в интервале времени, как и работа агрегатора, ведут к значимым изменениям в графике нагрузки энергосистемы, что, соответственно, влияет на уровень балансовой надежности. Решая вопрос управляемости в энергосистеме, снижая величину пиковой нагрузки, происходит выравнивание графика нагрузки, что должно учитываться при определении оперативных резервов мощности.

## 6. ВЛИЯНИЯ ЛИЭС НА ВЕЛИЧИНУ ОПЕРАТИВНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ

Имеющийся опыт работы ЛИЭС показывает, что их формирование в зоне действия ЕЭС России и последующее включение в состав региональных энергосистем, как составляющих частей ЕЭС России, сопровождается рядом значимых системных эффектов [12, 18]. Одновременно их создание приводит к изменению структуры потребления электрической энергии и мощности ЕЭС России (рис. 6). В свою очередь, в силу различных коэффициентов неравномерности графиков нагрузки (табл. 1), изменение соотношений бытовой и промышленной нагрузки влияет на конфигурацию графика нагрузки и величину оперативного резерва мощности.

Оперативный резерв мощности в задаче планирования развития ЭЭС является одной из трех составляющих нормативного резерва мощности. Две составляющие, которые здесь не рассматриваются и не столь значительно влияют на показатели балансо-

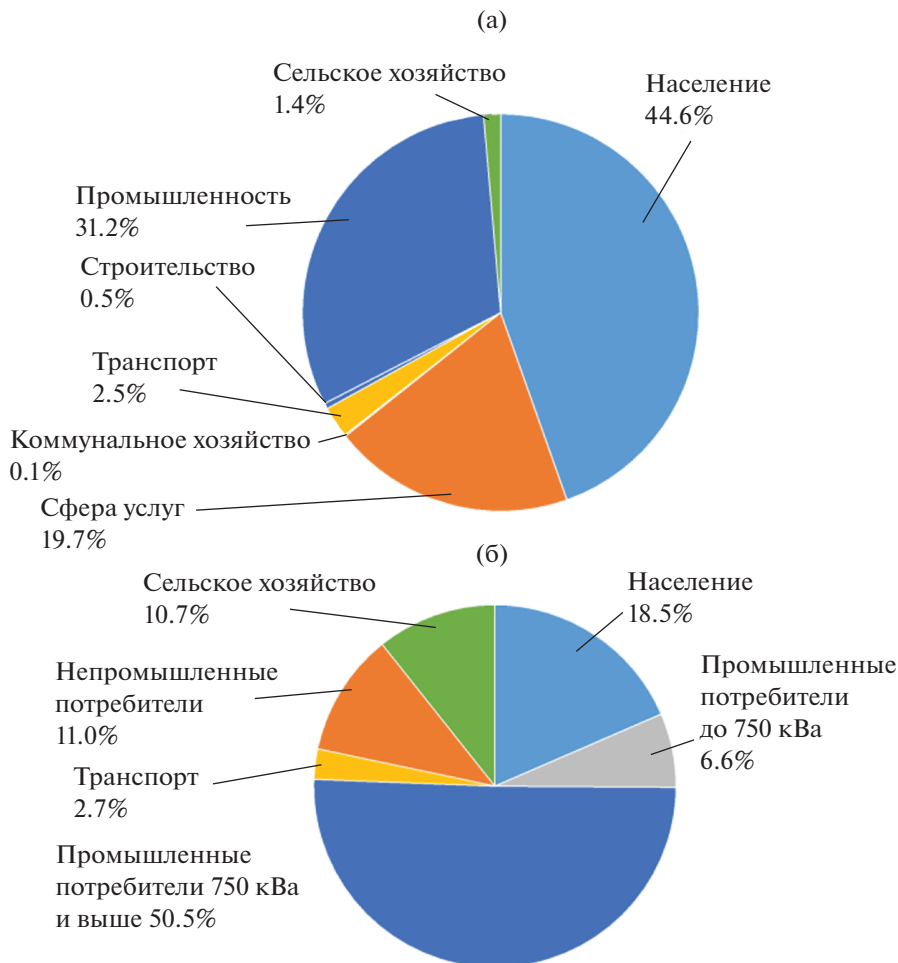


Рис. 6. Структура потребления тепловой (а) и электрической энергии (б).

вой надежности, — это ремонтный и стратегический резервы. Причем последний в современных условиях избыточности ЕЭС России не столь актуален.

Процесс определения оперативного резерва мощности двухэтапный. На первом, для заданного состава генерирующих источников, а, следовательно, и величины оперативного резерва мощности решается задача оценки показателей балансовой надежности (ПБН) для всех территориальных зон ЕЭС России. На втором, в зависимости от

Таблица 1. Параметры типовых графиков нагрузки

Потребитель	Коэффициент неравномерности	Коэффициент плотности
Промышленность:		
– трехменное	0.8	0.90
– двухменное	0.3	0.65
– одноменное	0.15	0.58
Сельскохозяйственное производство	0.35	0.67
Коммунально-бытовые потребители	0.1	0.55

полученных результатов ПБН и принятых нормативных значений производится коррекция заданных исходных параметров оперативного резерва мощности.

В нашей стране наиболее приемлемым в практике планирования развития ЭЭС и ЕЭС страны, в частности, остается ПБН в виде интегральной вероятности появления ( $J_d$ ) или отсутствия ( $\rho = 1 - J_d$ ) дефицита мощности в рассматриваемых территориальных зонах расчетной схемы ЕЭС. В качестве нормативных параметров этого показателя в Методических рекомендациях [19] используются их значения величинами 0,004 и 0,996 соответственно. В странах западной Европы и США используются несколько иные, но также вероятностные ПБН и нормативные значения к ним. При этом следует отметить, что методическая основа их получения практически не отличается от принятой в нашей стране. Отличие состоит только в информационном наполнении задачи и в большей степени по учету режима электропотребления [20].

Процесс определения ПБН также двухэтапный. На первом этапе методами статистического моделирования формируются случайные состояния генерирующего оборудования, вызванные его ненадежностью. На втором этапе упрощенными методами линейного или нелинейного программирования осуществляется оценка сформированных состояний на предмет наличия в них дефицита мощности и выявление территориальных зон их определяющих. Полученные показатели с учетом вероятности их существования суммируются по всем сформированным случайным состояниям, образуя тем самым интегральные вероятностные ПБН. В нашей стране вопросам разработки моделей оценки ПБН посвящено множество работ, например [21, 22]. Задача обоснования величины оперативного резерва наиболее полно показана для концентрированной ЭЭС в [21], для многозонной – в [22, 23].

На ПБН влияет множество факторов, ниже выделены лишь наиболее значимые:

- модель расчетной схемы ЕЭС России;
- состав, структура, плановые ремонты и аварийность генерирующего оборудования;
- уровни пропускных способностей связей между выделенными в расчетной схеме территориальными зонами;
- максимум нагрузки и задаваемый в виде графиков нагрузки режим электропотребления со случайными отклонениями, вызванными влиянием температурных колебаний.

Ниже основное внимание уделено вопросам оценки влияния изменения режима электропотребления, вызванного включением в ЕЭС России ЛИЭС различного назначения и Агрегатора управления спросом на электрическую энергию.

#### *Формирование режима электропотребления применительно к задаче обоснования оперативного резерва мощности*

Методическими рекомендациями 2003 г. [19] предусматривается использование для обоснования величины оперативного резерва мощности агрегированной модели расчетной схемы ЕЭС, территориальными зонами которой являются ОЭС и суточного графика нагрузки средних, наиболее “тяжелых” декабрьских суток, в предположении их действия в течение 250 рабочих дней года. Для такого представления модели расчетной схемы и режима электропотребления ее территориальных зон в настоящее время разработано и методическое и программное обеспечение, а также обоснованы, пусть уже устаревшие, критерии принятия решений в виде отмеченных выше нормативных ПБН. В разработанном в 2019 г. специалистами ЕЭС Национальном стандарте РФ<sup>1</sup> предлагается применение более детального представления модели расчетной схемы ЕЭС России и годового почасового графика изменения нагрузки. Следует отме-

<sup>1</sup> Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты балансовой надежности – нормы и требования. ГОСТ Р 58730–2019.

тить, что информационное наполнение этого нововведения требует обработки большого объема статистической информации. На сегодня такая информация, наверно, доступна только специалистам АО “СО ЕЭС” и в открытой печати не появлялась.

В этом разделе авторами сделана попытка показать влияние интеграции ЛИЭС в ЕЭС России на изменение режима электропотребления и, следовательно, на величины максимума нагрузки (собственного и совмещенного) и оперативного резерва мощности. В качестве базового рассматривался суточный график нагрузки декабря месяца, представленный специалистами АО “СО ЕЭС” при выполнении работы<sup>2</sup> для всех территориальных зон расчетной модели ЕЭС России. Проведена статистическая обработка ретроспективной информации о режимах электропотребления для 2016 г. (сайт АО “СО ЕЭС”<sup>3</sup>). Ее анализ показал на достаточно хорошее совпадение среднегодового суточного графика нагрузки с базовым, принятого для декабря месяца и используемого при обосновании величины оперативного резерва мощности.

Для получения конфигурации изменения графика промышленной нагрузки была использована информация по их формам для различных отраслей промышленности, представленная в справочнике [24]. Понятно, что в современных условиях конфигурация графиков претерпела определенные изменения, но, на наш взгляд, не столь значительные. Были рассмотрены типовые графики электропотребления по угледобыче, нефтепереработке, черной и цветной металлургии, машиностроению, деревообработке, целлюлозной и пищевой промышленности. Эти отрасли по объему электроэнергии покрывают около 97% всей промышленной нагрузки. Информация Росстата об электропотреблении представленных отраслей в современных условиях позволяют определить их долю и на основе этого получить средний суточный график промышленной нагрузки для ЕЭС России в целом. Вычитая из среднегодового графика нагрузки график промышленной нагрузки, можно получить график изменения нагрузки для бытовых потребителей. Процентное соотношение промышленной и бытовой нагрузки применительно к рассматриваемому периоду (2016 г.) примерно равно 55 к 45. Нормированные суточные графики нагрузки для этого соотношения промышленной и бытовой нагрузки приведены на рис. 7. График промышленной нагрузки более плотный, коэффициенты заполнения и неравномерности соотносятся как 0.936/0.907 и 0.861/0.810.

Для оценки влияния на конфигурацию среднего суточного графика нагрузки при интеграции ЛИЭС в ЕЭС России была рассмотрена вариация различных процентных соотношений бытовой и промышленной нагрузок: 15 и 85, 25 и 75, 35 и 65, 55 и 45, 65 и 35, 75 и 25, 85 и 15. Относительные нормированные изменения среднего годового графика нагрузки для этих соотношений приведены на рис. 8.

Из рисунка видно, что при величине промышленной нагрузки до 45% нормированный суточный график достаточно разряжен (пунктирные линии) и, начиная с 55%, значительно уплотняется (сплошные линии). Это должно оказать влияние на величины требуемого для обеспечения должного уровня балансовой надежности резерва генерирующей мощности, о чем будет показано в следующем разделе.

Расчетная схема ЕЭС России и информационное наполнение задачи оценки ПБН получены при выполнении совместных исследований ИСЭ и ЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН с АО “СО ЕЭС”<sup>4</sup>. В расчетах использованы планируемые балансы мощности из работы “Схема и программа развития ЕЭС” (далее – СиПР ЕЭС) на 2016–2022 гг. [20].

<sup>2</sup> Отчет о НИР Обоснование нормативных значений составляющих полного резерва мощности в разрезе ОЭС и ЕЭС России в целом при планировании их развития. / Сыктывкар, 2016 – 66 с. (Договор ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН с АО «СО ЕЭС», № 926 от 22 сентября 2016 г.).

<sup>3</sup> <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/ees-indicators/ees-gen-consump-day/>

<sup>4</sup> Отчет о НИР Обоснование нормативных значений составляющих полного резерва мощности в разрезе ОЭС и ЕЭС России в целом при планировании их развития. / Сыктывкар, 2016 – 66 с. (Договор ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН с АО “СО ЕЭС”, № 926 от 22 сентября 2016 г.).



Рис. 7. Нормированные суточные графики нагрузки.

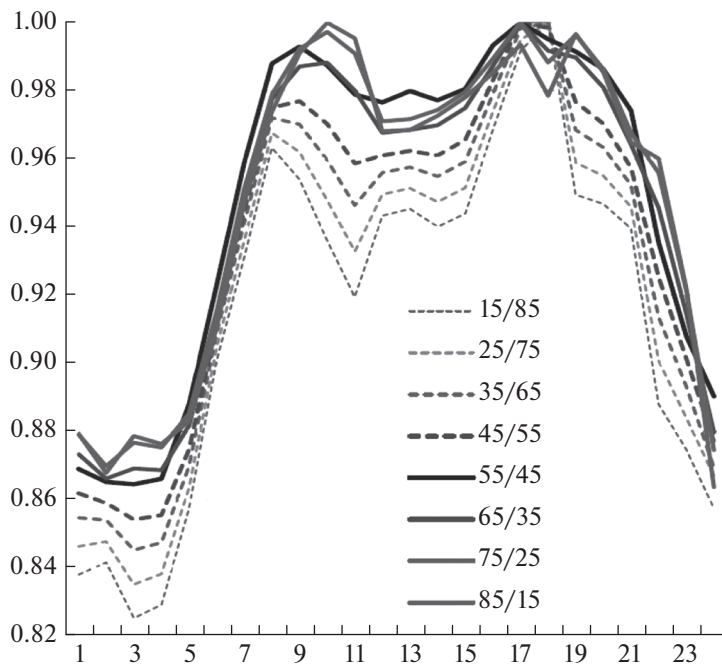
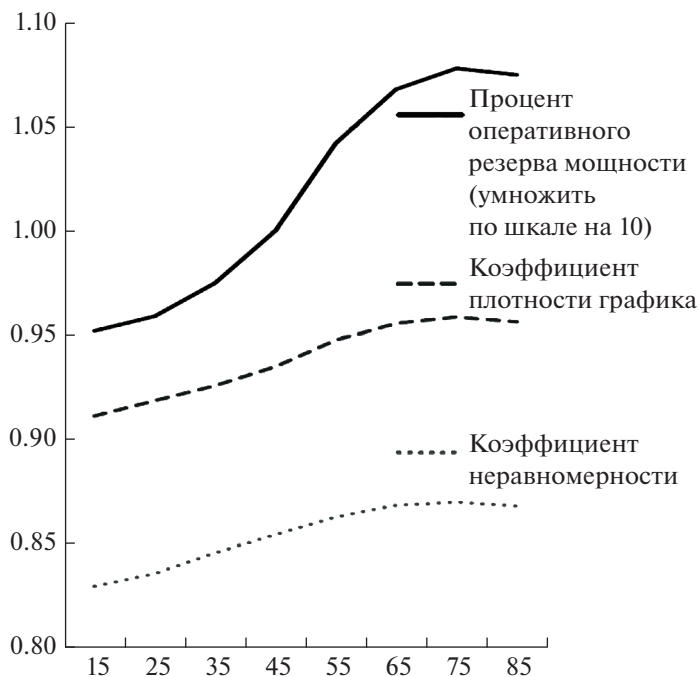


Рис. 8. Изменение формы суточного графика нагрузки при различном сочетании промышленной и бытовой нагрузок.



**Рис. 9.** Изменение оперативного резерва мощности, коэффициентов плотности и неравномерности графика от доли промышленной нагрузки (от 15 до 85%).

*Результаты экспериментальных исследований влияния изменения режима электропотребления, вызванного включением в ЕЭС России ЛИЭС различного назначения*

Выполнение сопоставительных расчетов по обоснованию оперативного резерва мощности проведено для различного соотношения промышленных и прочих потребителей для одной из объединенных энергосистем – ОЭС Урала с применением ПК “Орион-М” [23]. В соответствии с балансом мощности величина собственного максимума нагрузки в этой ОЭС составляет 37 390 МВт. Для различных соотношений быто-

**Таблица 2.** Величины оперативного резерва мощности и коэффициенты плотности и неравномерности суточных графиков

Соотношение нагрузок		Оперативный резерв		Коэффициенты	
промышленная	коммунально-бытовая	МВт	% от собственного максимума нагрузки	плотности	неравномерности
15	85	3560	9.52	0.911	0.829
25	75	3585	9.59	0.918	0.835
35	65	3645	9.75	0.926	0.845
45	55	3740	10.0	0.935	0.854
55	45	3895	10.42	0.947	0.863
65	35	3995	10.68	0.956	0.868
75	25	4030	10.78	0.958	0.870
85	15	4020	10.75	0.956	0.868



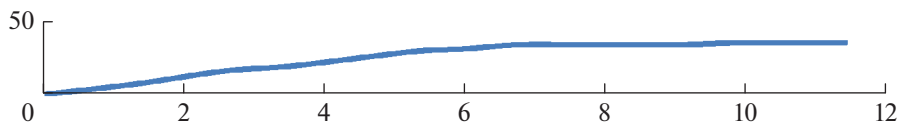


Рис. 10. Соотношение изменения нагрузки и оперативного резерва для ОЭС Центра.

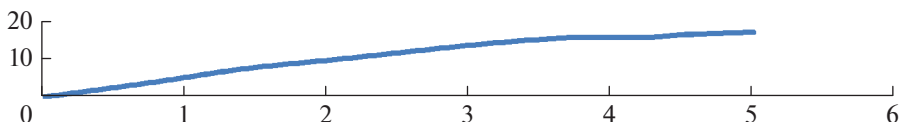


Рис. 11. Соотношение изменения нагрузки и оперативного резерва для ОЭС Сибири.

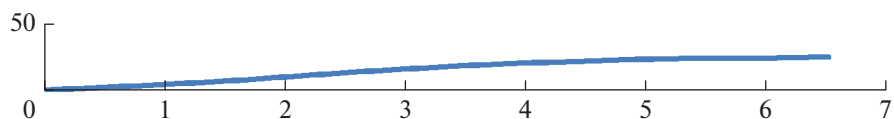


Рис. 12. Соотношение изменения нагрузки и оперативного резерва для ОЭС Урала.

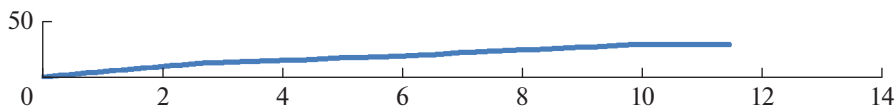


Рис. 13. Соотношение изменения нагрузки и оперативного резерва для ОЭС Юга.

вой и промышленной нагрузок в табл. 2 и на рис. 9 приведены величины оперативного резерва мощности в МВт и процентах, коэффициенты плотности и неравномерности суточных графиков.

Представленные в табл. 2 и на рис. 9 результаты показывают, что массовое создание локальных энергосистем оказывает влияние на величину оперативного резерва мощности из ЕЭС. Создание промышленных ЛИЭС ведет к снижению коэффициентов плотности и неравномерности режима электропотребления и, соответственно, к росту оперативного резерва мощности в ЕЭС России. При существующем соотношении промышленной и бытовой нагрузки (рис. 1) в ЕЭС России переход части промышленных потребителей, например 10%, в зону локальных энергосистем приводит к снижению оперативного резерва мощности на 0.42% по отношению к максимуму нагрузки или 155 МВт. Появление в России ЛИЭС коммунально-бытового назначения, наоборот, несколько снижает требования к величине оперативного резерва мощности в ЕЭС.

#### *Результаты экспериментальных исследований влияния Агрегатора управления спросом*

В качестве базового рассматривался суточный график нагрузки декабря, представленный специалистами АО «СО ЕЭС» при выполнении работы<sup>5</sup> для четырех зон рас-

<sup>5</sup> Отчет о НИР Обоснование нормативных значений составляющих полного резерва мощности в разрезе ОЭС и ЕЭС России в целом при планировании их развития. / Сыктывкар, 2016 – 66 с. (Договор ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН с АО «СО ЕЭС», № 926 от 22 сентября 2016 г.)

**Таблица 3.** Соотношение изменения уровня оперативного резерва в зависимости от плотности графика нагрузки

ОЭС Центра		ОЭС Сибири		ОЭС Урала		ОЭС Юга	
резерв, %	$\beta$	резерв, %	$\beta$	резерв, %	$\beta$	резерв, %	$\beta$
5.429	0.87368	9.57	0.94159	8.989	0.92343	7.961	0.87028
6.089	0.88527	10.048	0.94899	9.743	0.93638	8.585	0.87942
6.874	0.89646	10.476	0.95519	10.671	0.94834	8.942	0.88527
7.222	0.9061	10.801	0.96206	11.34	0.95906	9.524	0.89544
8.093	0.9221	11.253	0.97142	11.677	0.96812	9.791	0.90765
8.254	0.92903	11.465	0.97792	11.875	0.9745	10.094	0.91768
8.481	0.93535	11.468	0.98276	11.883	0.97935	10.302	0.92789
8.531	0.94008	11.578	0.9869	11.933	0.98358	10.7	0.93777
8.509	0.94418	11.634	0.98276	12.014	0.98773	10.884	0.94507
8.519	0.95249	12.132	0.99948	12.271	0.99608	11.217	0.95717
8.519	0.96092	12.132	0.99998	12.415	0.99997	11.484	0.96646
8.643	0.96953	12.132	0.99997	12.415	0.99997	11.484	0.97456
8.643	0.9779	12.132	0.99997	12.415	0.99997	11.787	0.98273
8.643	0.9861	12.132	0.99998	12.415	0.99997	12.292	0.99111
8.77	0.99393	12.132	0.99997	12.415	0.99997	12.292	0.99956
9.153	0.99998	12.132	0.99997	12.415	0.99997	12.381	0.99997

четной модели ЕЭС России: ОЭС Центра, ОЭС Сибири, ОЭС Урала и ОЭС Юга. Для получения конфигурации исследуемого графика для каждой ОЭС моделировалась работа агрегатора управления спросом путем “срезания” пиков базового варианта графика, после чего проводился расчет и оптимизация средствами программно-вычислительного комплекса “Орион-М”. Результаты расчетов приведены ниже. На графиках по шкале X приведено изменение нагрузки, по оси Y – изменение резерва. Все величины в процентах.

Хорошо заметна нелинейная взаимосвязь. Рост уровня оперативного резерва не соответствует изменению нагрузки и в большей мере соотносится с изменением плотности графика нагрузки. В табл. 3 показано, что при изменении формы графика нагрузки, а в случае с работой агрегатора это срезание пиков потребления изменяется плотность заполнения графика, что сказывается на получаемом уровне оперативного резерва. Для ОЭС Сибири и Урала изменение нагрузки на 5–6% достаточно для плотности графика 0,999, что сказывается на получаемом уровне оперативного резерва: 12.132% и 12.415% соответственно.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе показана эффективность сочетания централизованной и децентрализованных энергосистем, что обеспечивает в условиях энергетического перехода повышение надежности электроснабжения.

Основой энергетического перехода в России является распределенная энергетика, где отдельная роль выделяется сбалансированным и избыточным ЛИЭС. Их создание и интеграция в региональные энергосистемы соответствует Стратегии научно-технологиче-

ского развития, Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г. Имеются основания ожидать увеличение темпов роста числа и мощности интегрированных ЛИЭС в силу получаемых системных эффектов повышения бесперебойности, управляемости, устойчивоспособности, долговечности и обеспечения наблюдаемости распределительных сетей. При этом наличие ЛИЭС расширяет возможности управления спросом на электроэнергию в ЕЭС, позволяя достичь уменьшения пиковой нагрузки в энергосистеме, отражающееся на цене электрической энергии на рынке на сутки вперед, а также на рынке мощности путем предотвращения избыточного капиталоемкого строительства электростанций и электрических сетей. Оказываемое агрегатором влияние на конфигурацию графика нагрузки в ЕЭС России по мере прохождения времени будет увеличиваться, что приведет к изменению плотности графика нагрузки, которое скажется на уровнях необходимого оперативного резерва мощности.

Интеграция ЛИЭС с региональными энергосистемами с позиций балансовой надежности дает два эффекта: как изменение структуры потребления, так и изменение конфигурации графика нагрузки при участии в управлении спросом, в каждом конкретном случае необходим анализ и поиск оптимального сочетания указанных эффектов, определяемый выполняемыми ЛИЭС функциями.

Массовое создание интегрированных локальных энергосистем приводит к значимым изменениям в структуре энергосистемы. Облик энергосистемы будущего может быть представлен в виде ячеистой структуры, где ЛИЭС сосредоточены вокруг единого ядра ЕЭС России с крупными электростанциями, соединенными единой национальной эклектической сетью и региональными распределительными сетями. В каждом городе, регионе и федеральном округе сложились различные структуры электропотребления, появлением промышленных и коммунальных ЛИЭС можно гармонизировать структуру потребления и генерации в ЕЭС России, что позволит повысить ее надежность. Для этого требуется обосновать приоритетные направления развития локальных энергосистем для снижения относительного и абсолютного размера оперативного резерва в ЕЭС России с учетом обеспечения управляемости.

Формирование соответствующей институциональной среды для изменения облика системы, стимулируя включение ЛИЭС в региональные энергосистемы, позволит снизить темпы роста стоимости и тарифов на энергию для потребителей, обеспечивая повышение бесперебойности электроснабжения, управляемости и устойчивоспособности в энергосистеме и долговечности оборудования.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-29-20278, <https://rscf.ru/project/22-29-20278/> и гранта № р-19 Правительства Новосибирской области в Новосибирском государственном техническом университете.

Статья написана в рамках НИОКТР 121072700045-1 “Методы и модели адаптации систем энергетики в современных условиях их функционирования и развития”.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Voropai N.* Electric power system transformations: A review of main prospects and challenges. *Energies*, 2021, 13 (221), 5639.
2. *Княгинин В.Н., Холкин Д.В.* Цифровой переход в электроэнергетике России. Центр стратегических разработок, 2017, 47 с.
3. *Quint R., Dangelmaier L., Green I.* Transformation of the Grid: The Impact of Distributed Energy Resources on Bulk Power Systems. *IEEE Power Energy Mag*, 2019, 17, 35–45.
4. *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.
5. *Бык Ф.Л., Какоша Ю.В., Мышкина Л.С.* Фактор надежности при проектировании распределительной сети // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*, 2020. Т. 22. № 6. С. 43–54.
6. *Бык Ф.Л., Казакова Л.С., Трофимов А.С.* Конкурентные механизмы повышения надежности распределительной сети // *Методические вопросы исследования надежности больших си-*

- стем энергетики: сб. науч. статей по материалам межд. сем. им. Ю.Н. Руденко. Вып. 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики. - Минск: БНТУ, 2015. С. 87–93.
7. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л.И. Коверникова, В.В. Суднова, Р.Г. Шамонов и др.; отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2017. 219 с.
  8. *Фишов А.Г., Ивкин Е.С., Гилев О.В., Какоша Ю.В.* Режимы и автоматика минигрид, работающих в составе распределительных электрических сетей ЕЭС // Релейная защита и автоматизация, 2021. № 3. С. 22–37.
  9. *Бородин К.* Проблема старения электросетевого комплекса России [Электронный ресурс]. URL: <http://energo-news.ru/archives/161370> (дата обращения: 20.07.2022).
  10. *Капралов А.Д.* Газопоршневая ТЭС курорта Белокуриха: малая энергетика помогает большой [Электронный ресурс]. URL: <http://www.turbine-diesel.ru/rus/node/2064> (дата обращения: 15.07.2022).
  11. *Бык Ф.Л., Мышкина Л.С.* Цифровые технологии и эффективность локальных энергосистем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 72: Надежность систем энергетики в условиях их цифровой трансформации: в 2 кн. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2021, Кн. 1. С. 99–107.
  12. *Бык Ф.Л., Мышкина Л.С.* Экономическая эффективность современной электроэнергетики // Энергетик, 2022. № 1. С. 17–21.
  13. *Сидорова Н.* Управление спросом на мировых рынках электроэнергии [Электронный ресурс], – Режим доступа: [https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/dr\\_emarket\\_07\\_15.pdf](https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/dr_emarket_07_15.pdf)
  14. Peak Load Management Alliance “Demand Response Acronyms & Glossary. Training Course Resource”, [Электронный ресурс], – Режим доступа: [https://www.peakload.org/assets/PLMADR%20\\_AcronymsGlossary\\_053117.pdf](https://www.peakload.org/assets/PLMADR%20_AcronymsGlossary_053117.pdf)
  15. Global Demand Response Capacity is Expected to Grow to 144 GW in 2025 [Электронный ресурс], – Режим доступа: <https://www.navigantresearch.com/news-and-views/global-demand-response-capacity-is-expected-to-grow-to-144-gw-in-2025>
  16. Постановление Правительства РФ от 20.03.2019 № 287 “О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию...”
  17. *Бык Ф.Л., Мышкина Л.С.* Агрегатор – элемент цифровой трансформации региональной сети // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 70: Методические и практические проблемы надежности систем энергетики: в 2 кн., Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2019. Кн. 1. С. 144–152.
  18. *Бык Ф.Л., Мышкина Л.С.* Эффекты интеграции локальных интеллектуальных энергосистем // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2022. Т. 24. № 1. С. 3–15.
  19. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281). М.: Минэнерго РФ, СО 153-34.20.118 2003.
  20. *Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.* Обоснование составляющих нормативного резерва мощности применительно к современным условиям развития ЕЭС России // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 72. Надежность систем энергетики в условиях их цифровой трансформации. В 2-х книгах. / Кн. 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2021. С. 234–243.
  21. *Маркович И.М.* Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969. 351 с.
  22. *Чукреев Ю.Я.* Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. 176 с.
  23. *Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.* Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014. 207 с.
  24. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотьяна и И.М. Шапиро. М.: Энергия, 1995. 352 с.

### Reliability Properties in the Decentralization of Power Industry

**Yu. Iy. Chukreev<sup>a</sup>, \*, F. L. Byk<sup>b</sup>, \*\*, L. S. Myshkina<sup>b</sup>, and M. Yu. Chukreev<sup>a</sup>**

<sup>a</sup>*Institute of Socio-Economic and Energy Problems of the North, FRC Komi Scientific Center, Ural Branch of RAS, Syktyvkar, Russia*

<sup>b</sup>*Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia*

\*e-mail: [chukreev@iespn.komisc.ru](mailto:chukreev@iespn.komisc.ru)

\*\*e-mail: [felixbyk@hotmail.com](mailto:felixbyk@hotmail.com)

According to the energy strategy until 2035, energy transition in Russia is aimed at creating intellectual energy systems and orientation to distributed energy. The article proposes to

consider distributed energy as the necessary component to the “large” energy, which allows you to increase efficiency, primarily in terms of power supply reliability. In Russia, the basis of distributed energy is cogeneration low power sources. Based on these sources and distribution networks of medium and low voltage, balanced local intelligent power systems (LIPS) are created. The integration LIPS in centralized power supply systems allows you to get significant systemic effects. The aim of work is to study the influence of the integration LIPS with regional power systems on the reliability indicators of power supply.

*Keywords:* local intellectual power system, uninterrupted, controllability, stability, durability, observability, flexibility, operational reserve, load schedule