

Известия

ISSN 0002-3310

Российской академии наук

ЭНЕРГЕТИКА



2023

4

СО Д Е Р Ж А Н И Е

Исследование имплементации возобновляемой и атомно-водородной энергетики в локальные энергетические системы (на примере Республики Саха (Якутия)) <i>Э. П. Волков, В. А. Стенников, С. В. Подковальников, Л. Ю. Чудинова, И. Л. Трофимов, Л. Н. Трофимов</i>	3
Развитие “зеленой” энергетики в России <i>В. М. Батенин, В. М. Зайченко, А. А. Чернявский</i>	21
Коммерциализация этапов строительства и эксплуатации крупномасштабных подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей <i>В. А. Казарян</i>	33
Принципы вариантного моделирования в коде RELTRAN для задач прогнозной оценки доз облучения населения при выполнении планируемых работ по выводу из эксплуатации ОИАЭ <i>А. А. Киселев</i>	54
Эффективность теплоснабжения муниципальных образований <i>Е. Е. Бойко, Ф. Л. Бык, П. В. Илюшин, Л. С. Мышкина</i>	66

CONTENTS

Implementation of Renewable Energy and Nuclear-Hydrogen Plants in Local Power Systems (on the Example of the Republic of Sakha (Yakutia)) <i>E. P. Volkov, V. A. Stennikov, S. V. Podkovalnikov, L. Yu. Chudinova, I. L. Trofimov, and L. N. Trofimov</i>	3
Development of “Green” Energy in Russia <i>V. M. Batenin, V. M. Zaichenko, and A. A. Chernyavsky</i>	21
Commercialization of Construction and Operation Stages of Large-Scale Underground Accumulators of Gas and Liquid Energy Carriers <i>V. A. Kazaryan</i>	33
Principles of Multivariate Analysis in the Reltran Program for the Problems of Estimating Public Exposure Doses during the Decommissioning of Nuclear Facilities <i>A. A. Kiselev</i>	54
Heat Efficiency in Municipalities <i>E. E. Boyko, F. L. Byk, P. V. Ilyushin, and L. S. Myshkina</i>	66

УДК 620.92

ИССЛЕДОВАНИЕ ИМПЛЕМЕНТАЦИИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ И АТОМНО-ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ЛОКАЛЬНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ))

© 2023 г. Э. П. Волков¹, *, В. А. Стенников², С. В. Подковальников², Л. Ю. Чудинова²,
И. Л. Трофимов², Л. Н. Трофимов²

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Объединенный институт
высоких температур Российской академии наук, Москва, Россия

²Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Иркутск, Россия

*e-mail: volkov_ep@ihed.ras.ru; volkov.ehduard@yandex.ru

Поступила в редакцию 22.02.2023 г.

После доработки 18.04.2023 г.

Принята к публикации 21.04.2023 г.

Выполнена модификация модели развития и расчета режимов электроэнергетических систем ОРИПЭС с целью учета электролизных водородных установок как потребителей электроэнергии с переменным графиком потребления, улучшающих режимы работы энергосистемы и производящих водород. С использованием модифицированной модели проведены оптимизационные расчеты имплементации атомно-водородных установок и возобновляемых источников энергии в локальные энергосистемы Якутии (Западную, Центральную и Южную) в условиях их развития на перспективу до 2035 г. Расчеты показали технико-экономическую возможность работы указанных установок в рамках локальных энергосистем Якутии, а также работоспособность самих энергосистем. Были получены объемы внедрения возобновляемых и атомно-водородных установок в энергосистемы Якутии, рассчитаны суточные и сезонные режимы их загрузки, а также определены условия такого внедрения и необходимые уровни стимулирования, обеспечивающие их реализацию.

Ключевые слова: атомно-водородные установки, возобновляемые источники энергии, локальные энергосистемы, имплементация, оптимизационные исследования

DOI: 10.31857/S0002331023040076, EDN: YLKMXI

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в большинстве экономически развитых стран мира активно реализуются программы широкого внедрения в экономику водородных энергетических технологий. При этом данный процесс идет на фоне масштабных инновационно-технологических и структурно-организационных преобразований электроэнергетических систем (ЭЭС).

Указанные трансформации обусловлены стремительным развитием генерирующих мощностей с использованием возобновляемых источников энергии (прежде всего ветра и солнца), появлением локальных энергосистем с распределенной генерацией энергии и активными потребителями, интеллектуализацией, цифровизацией, декарбонизацией, интеграцией и другими процессами, протекающими в электроэнергетике, которые уже во многом приобрели глобальный характер.

В целом ряде документов стратегического планирования, принятых в России в последние годы (в частности, в Концепции развития водородной энергетики до 2050 г., Энергетической стратегии России до 2035 г. и др.), заявлены амбициозные цели по производству водорода в России как для покрытия внутренних потребностей, так и для поставок на экспорт. Причем планируется экспортировать не только водород, но и водородные технологии. В связи с этим актуальной, новой и важной в прикладном отношении является задача поиска оптимальной взаимосвязанной структуры установок производства водорода и источников генерации энергии, а также режимов их совместной работы в рамках Единой энергосистемы (ЕЭС) России и входящих в нее локальных подсистем, которая рассматривается в настоящей статье.

Атомно-водородная и возобновляемая энергетика имеют хорошие предпосылки и будут играть важную роль в формирующихся будущих энергосистемах. Получаемый на базе атомных и возобновляемых энергоисточников водород обладает высокой добавленной стоимостью, что существенно улучшает экономическую эффективность данных источников. При этом переменный режим работы электролизеров повышает гибкость энергосистемы и позволяет улучшить режимы работы электростанций, в т.ч. атомных, и электроэнергетических систем в целом при покрытии реальных графиков нагрузки, увеличивает возможность интеграции ВИЭ в ЕЭС.

В качестве конкретного объекта исследований по имплементации атомно-водородной энергетики и установок на возобновляемых энергоресурсах в электроэнергетическую систему в данном проекте принимаются локальные электроэнергетические системы Республики Саха (Якутии), входящие в зону централизованного энергоснабжения. Целесообразность рассмотрения этого региона определяется рядом важных стратегических факторов, включая наличие в регионе локальных энергосистем с существенно различающимися условиями, в рамках которых могут развиваться кластеры установок атомно-водородной и возобновляемой энергетики, и будущим развитием экономики, инфраструктуры и логистики региона для укрепления связей с Азиатско-Тихоокеанским регионом.

Цели и задачи излагаемой работы определяются необходимостью создания методического подхода, вычислительного инструментария и проведения расчетных исследований сценариев имплементации атомно-водородной и возобновляемой энергетики в локальные энергосистемы в условиях их перспективного развития.

2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЭС ОРИРЭС С УЧЕТОМ АТОМНО-ВОДОРОДНОЙ И ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

2.1. Вводные замечания

Представленная ниже математическая модель является модернизированной моделью ОРИРЭС [1], в которой учтены установки по производству водорода (электролизеры). Ранее была реализована возможность оптимальной интеграции возобновляемых (солнечных и ветровых) источников энергии в ЭЭС [2] наряду с другими типами электростанций, включая атомные. Таким образом, модель ОРИРЭС в настоящее время позволяет проводить оптимизационные исследования энергетических кластеров в составе атомно-водородных установок и возобновляемых источников энергии в рамках электроэнергетических систем.

Математическая модель ОРИРЭС разработана с использованием линейного программирования, имеет большую размерность, включает множество узлов, в которых находятся генерирующие мощности и (или) потребители, и множество электрических связей, соединяющих эти узлы. В зависимости от размера охватываемой территории, топологии системообразующих электрических сетей, а также наличия территориально детализированной информации по генерирующим мощностям и электрической нагрузке потребителей, ЭЭС представлены в модели одним или несколькими узлами,

соединенными электрическими связями. Предусматривается ввод новых и расширение действующих генерирующих мощностей, так же как строительство новых и увеличение пропускных способностей существующих линий электропередачи в зависимости от заданного спроса на электроэнергию.

Установки по получению водорода (электролизеры) учитываются как отдельный вид потребителей, производственная мощность которых и режим загрузки этой мощности оптимизируются в модели. Для этого в модели задаются ограничения на развитие этих установок, затраты на их ввод и обслуживание, диапазон изменения их производственной мощности, цена водорода, что дает возможность определять оптимальные производственные мощности и режимы работы водородных установок в рамках энергосистемы с одной стороны, как системного объекта, а с другой, как производителя водорода. Атомные электростанции представлены в модели таким же образом, как и другие типы тепловых электростанций, т.е. независимыми переменными установочными и рабочими мощностями, ограничениями на развитие первых и изменения вторых, показателями удельных капитальных, топливных и условно-постоянных затрат. Выработка ВИЭ представляется суточными профилями, характерными для соответствующих стран/регионов/узлов расчетной схемы.

Ниже дано описание модели только в той части, в которой она отличается от предыдущей версии [2] за счет внедрения в нее электролизных водородных установок.

2.2. Краткое описание модели

В каждом из узлов модели j ($j \in J$) имеется I эквивалентных электростанций разных типов. Электростанции группируются по типу используемого топлива и технологиям выработки электроэнергии с близкими технико-экономическим параметрам: гидравлические (ГЭС), гидроаккумулирующие (ГАЭС), конденсационные (КЭС) и когенерационные (ТЭЦ) на разных видах органического топлива (газ, нефть, уголь), атомные (АЭС), ветровые (ВЭС), солнечные (СЭС) и др. Кроме того, как отдельный тип станции могут задаваться конкретные источники энергии.

Электрическая нагрузка задается в модели двумя способами. Большая часть нагрузки задается традиционно как константа в правой части балансовых уравнений. Водородные установки, в качестве которых выступают электролизеры, фактически являются переменной нагрузкой-регулятором и задаются в модели специальными переменными, ограничениями и константами, которые рассматриваются далее.

В модели задаются суточные графики нагрузки рабочего и выходного дней с часовыми интервалами t ($t \in T$), $T = 24$ – число часов рабочего и выходного дней каждого узла (ЭЭС) j для каждого сезона года s ($s \in S$), $S = 4$ – количество сезонов.

Целевая функция модели ОРПЭС представляет собой функцию суммарных, приведенных к годовой размерности затрат (в целом по энергообъединению, включающему электрические связи, либо по отдельным ЭЭС, а также затраты в электролизные установки и доход от реализации водорода), а оптимальное решение определяется минимумом этих затрат. С учетом сказанного и приведенных выше обозначений целевая функция модели имеет следующий вид:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w c_{ij} x_{ijts} + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h c_{ij} y_{ijts} + \\
 & + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} [k_{ij}(r + b_{ij})X_{ij} + k_{H_2j}(r + b_{H_2j})X_{H_2j}] + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \geq 2 \\ j' > j}} k_{jj'}(r + b_{jj'})X_{jj'} - \\
 & - p_{H_2} K_{H_2} \left[\sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w x_{H_2jts} + \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h y_{H_2jts} \right] \rightarrow \min,
 \end{aligned} \tag{1}$$

где τ_s^w – эквивалентное число рабочих суток в сезоне s ; τ_s^h – эквивалентное число выходных суток в сезоне s ; r – ставка дисконтирования (в совокупности с амортизационной составляющей, входящей в условно-постоянные эксплуатационные затраты, b_{ij} – для электростанций или $b_{jj'}$ – для линий, упрощенно определяет коэффициент возврата капиталовложений, который приводит единовременные капвложения к годовой размерности); X_{ij} – установленная мощность электростанций различного типа i в узле j ; для ГАЭС имеется в виду генерирующая (разрядная) мощность; x_{ijts} – рабочая мощность электростанций типа i в узле j в рабочие сутки в сезон года s ; для ГАЭС ($i = \{\text{ГАЭС}\}$) имеет место генерирующая рабочая (разрядная мощность) x_{ijts} и $x_{ijts}^{\text{зар}}$ – насосная (зарядная) мощность ГАЭС j -го узла в интервале t сезона s ; y_{ijts} – рабочая мощность в сезон s в час t в выходные дни станций типа i в узле j ; генерирующая рабочая мощность ГАЭС j -го узла в интервале t сезона s в выходные дни будет обозначаться как y_{ijts} ($i = \{\text{ГАЭС}\}$), а насосная (зарядная) мощность ГАЭС j -го узла в интервале t сезона s – $y_{ijts}^{\text{зар}}$; $X_{jj'}$ – пропускная способность электрической связи между узлами j и j' ; $x_{jj'ts}^w$ – переток мощности по электрической связи из узла j в узел j' в рабочие сутки в часовом интервале t сезона s ; c_{ij} – топливные издержки станций типа i в узле j ; k_{ij} – удельные капиталовложения станций типа i в узле j ; b_{ij} – коэффициенты условно постоянных издержек станций типа i в узле j ; k_{H_2j} – удельные капиталовложения электролизной установки в узле j ; b_{H_2j} – коэффициенты условно постоянных издержек электролизной установки в узле j ; p_{H_2} – цена водорода (на месте производства, т.е. за вычетом транспортных затрат на доставку на внутренний или международный рынок, в зависимости от постановки задачи); K_{H_2} – коэффициент, связывающий объем выработки водорода с электрической мощностью электролизных установок (иначе говоря, данный коэффициент показывает сколько килограммов H_2 можно получить, израсходовав 1 кВт ч электроэнергии).

Удельные капвложения задаются на единицу их установленной электрической мощности (кВт или МВт), а переменные издержки – на кВт ч (МВт ч) потребленной электроэнергии.

Первые две составляющих целевой функции данного выражения характеризуют суммарные годовые топливные затраты по ЭЭС/энергообъединению по рабочим и выходным суткам. Третья составляющая включает инвестиционные и постоянные эксплуатационные издержки в генерирующие мощности и электролизные установки. Четвертая составляющая представляет собой постоянные эксплуатационные затраты в межсистемные электрические связи, а также инвестиционные затраты в них. Пятая составляющая представляет собой доходы от производимого водорода за вычетом переменных издержек на его производство.

Балансовые уравнения для определения необходимых вводов новых электростанций и увеличения пропускных способностей ЛЭП представлены следующим выражением:

$$\sum_{i \in I \setminus J'} X_{ij} - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{jj'ts}^w + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{j'jts}^w (1 - \pi_{j'j}) \geq P_{jts}^w + R_{jts} + X_{H_2j}, \quad j \in J, \quad t \in T^{\max}, \quad s \in S^{\max}, \quad (2)$$

¹ Такое число рабочих/выходных суток, при умножении которого на объем электроэнергии в максимальных рабочих/выходных сутках сезона получается электропотребление, равное принятому электропотреблению в течение всех рабочих/выходных суток сезона.

где P_{jts}^w и R_{jts} – нагрузка потребителей в рабочие сутки и необходимый резерв мощности на электростанциях в узле j в интервале времени t в сезон s (рассматриваются только сезоны и часы максимальных нагрузок; нагрузка потребителей принята для рабочих суток, поскольку в этот период она максимальна); T^{\max} – множество интервалов времени, в которые имеют место годовые максимумы нагрузки; S^{\max} – множество сезонов, в которые имеют место годовые максимумы нагрузки; $\pi_{j'j}$ – коэффициент потерь мощности в электрической связи между узлами j и j' ; I' – подмножество типов электростанций, включающее только солнечные и ветровые электростанции.

Электростанции на основе возобновляемых источников энергии являются негарантированными источниками электроэнергии и требуют полного дублирования (резервирования), поэтому они не могут участвовать в балансе установленной мощности (2). Это отражено в выражении (2) подмножеством $I \setminus I'$, не содержащим ветровых и солнечных электростанций.

Водородные установки представлены переменными установленных мощностей в правой части балансового уравнения установленных мощностей (2).

В выражении (2) учтены перетоки $x_{jj'ts}^w$ и $x_{j'jts}^w$ в рабочие сутки, поскольку максимумы нагрузок, рассматриваемые в данном выражении, приходятся именно на рабочие сутки.

“Режимные” уравнения часовых балансов рабочих мощностей в суточных графиках нагрузки представлены в следующих соотношениях:

$$\begin{cases} \sum_{i \in I} x_{ijts} - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ jj' \neq j}} x_{jj'ts}^w + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ jj' \neq j}} x_{j'jts}^w (1 - \pi_{j'j}) = P_{jts}^w + x_{ijts}^{\text{зап}} + x_{H_2jts} \\ \sum_{i \in I} y_{ijts} - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{jj'ts}^h + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{j'jts}^h (1 - \pi_{j'j}) = P_{jts}^h + y_{ijts}^{\text{зап}} + y_{H_2jts} \end{cases} \quad (3)$$

$$j \in J, \quad t \in T, \quad s \in S,$$

где P_{jts}^h – нагрузка потребителей в выходные сутки в узле j в час t в сезон s .

Зарядная мощность ГАЭС $x_{ijts}^{\text{зап}}$ и $y_{ijts}^{\text{зап}}$ увеличивает нагрузку потребителей и поэтому представлена в правых частях системы уравнений (3). Данные переменные при оптимизации становятся ненулевыми в период “провалов” графика нагрузки. В период максимальных нагрузок эти переменные, наоборот, “обнуляются”, поскольку ГАЭС в это время выполняют функции генераторов, которые представлены в левых частях системы уравнений (3) переменными x_{ijts} и y_{ijts} .

Водородные установки представлены переменными часовых мощностей в правой части системы балансовых уравнений рабочих мощностей (3).

Возобновляемые источники энергии участвуют в фактических балансах мощности (3) наряду с другими типами электростанций.

Ограничения на развитие электролизных установок:

$$0 \leq X_{H_2j} \leq N_{MH_2j}, \quad j \in J. \quad (4)$$

Ограничения на режим использования электролизных установок включают следующие условия:

$$a_{m_{H_2j}} X_{H_2j} \leq x_{H_2jts} \leq a_{H_2js} X_{H_2j}, \quad a_{m_{H_2j}} X_{H_2j} \leq y_{H_2jts} \leq a_{H_2js} X_{H_2j}, \quad (5)$$

$$i \in I, \quad j \in J, \quad t \in T, \quad s \in S,$$

где $a_{m_{H_2},js}$ — коэффициент минимально допустимой мощности установки в узле j в зоне s ; $a_{H_2,js}$ — коэффициент готовности установки в узле j в сезоне s .

3. ОБЩЕМЕТОДИЧЕСКАЯ СХЕМА И СЦЕНАРИИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Общая методическая схема исследований предполагает выполнение последовательности оптимизационных расчетов на модифицированной модели развития и режимов работы электроэнергетических систем.

При исследовании перспектив развития локальных якутских энергосистем в составе ОЭС Востока с вводом новых энергоустановок, включая атомно-водородные и возобновляемые источники (солнечные и ветровые), в связи с неустранимой перспективной необределенностью, принимался во внимание ряд важных влияющих факторов, которые оказывают решающее воздействие на эффективность и, соответственно, объемы вводов указанных установок.

Во-первых, это налог на выбросы диоксида углерода (CO_2) тепловыми электростанциями на органическом топливе, поскольку предварительные оптимизационные расчеты по оценке вводов новых безуглеродных атомно-водородных и возобновляемых энергоустановок в якутских энергосистемах показали необходимость применения специальных механизмов стимулирования. Налог на выбросы CO_2 является одним из таких механизмов, стимулирующим вводы новых безуглеродных возобновляемых и атомно-водородных источников и снижающим сравнительную экономическую эффективность высокоуглеродных тепловых электростанций на органическом топливе (особенно угольных).

В качестве следующего важного влияющего фактора рассматривается частичное государственное субсидирование капиталовложений в указанные новые энергоустановки. Такое субсидирование является дополнительным стимулом для активизации вводов атомно-водородных и возобновляемых источников. В расчетах оно реализуется через снижение изначально принятых (исходных) капиталовложений в эти источники.

Третьим влияющим фактором является цена водорода. Учитывая перспективную неопределенность, она принималась диапазоном с нижним значением 3 долл./кг. Верхнее значение диапазона определялось в ходе оптимизационных расчетов исходя из того, чтобы оно инициировало вводы атомно-водородных и возобновляемых установок. По полученным результатам можно сказать, что верхняя граница диапазона цены водорода не превысила 4 долл./кг.

Следует также отметить, что в Западной энергосистеме Якутии гидроэлектростанции (каскад Вилюйских ГЭС) покрывают практически весь спрос потребителей электроэнергии. В структуре генерирующих мощностей ОЭС Востока (до присоединения к ней западного и центрального энергорайонов Якутии) доля ГЭС (включая Зейскую и Бурейские) составляла порядка 40%. Ожидается, что в расчетной перспективе она несколько снизится за счет роста мощностей газовых станций и составит около 35%, оставаясь при этом достаточно значимой. Таким образом, приточность воды к водохранилищам ГЭС может существенным образом влиять на энергобалансы в указанных энергосистемах. В частности, в маловодных условиях (когда ГЭС участвуют в балансах электроэнергии своей гарантированной выработкой) требуются большие объемы ее выработки другими типами электростанций. Это также может стать определенным стимулом для вводов новых атомно-водородных и возобновляемых источников. В расчетах принималось два варианта выработки ГЭС: среднесноголетняя и гарантированная. В настоящей статье приводятся результаты расчетов для условий гарантированной выработки ГЭС, как наиболее показательные.

С учетом вышеизложенного были сформированы сценарии для исследования имплементации атомно-водородных установок и ВИЭ в локальные энергосистемы Яку-

тии в условиях их перспективного развития, отражающего основные влияющие факторы. Представленные ниже два основных сценария интегрируют основные факторы и позволяют оценить масштабы вводов атомно-водородных и возобновляемых установок и требуемые стимулы для их реализации.

Первый сценарий С1 является базовым, в нем отсутствуют прямые механизмы стимулирования ввода безуглеродных атомно-водородных и возобновляемых источников энергии, цена водорода соответствует минимальному значению из указанного выше диапазона, указанного выше, а выработка ГЭС принимается гарантированной. Данный сценарий представляет собой “точку отчета”, относительно которой будут сравниваться результаты, полученные при расчете второго сценария.

Во **втором сценарии С2** последовательно задействованы механизмы стимулирования вводов рассматриваемых безуглеродных источников, включая налог на выбросы CO_2 , государственное субсидирование капиталовложений в новые атомно-водородные и возобновляемые источники и рост цены на водород. В данном сценарии все указанные влияющие факторы “накладываются” на гарантированную выработку ГЭС.

При выполнении расчетных исследований сформированных выше сценариев налог на выбросы CO_2 , государственное субсидирование капиталовложений в новые атомно-водородные и возобновляемые источники и цена водорода задавались некоторыми последовательностями значений. Эти значения принимались таким образом, чтобы выявить граничные условия, при которых вводятся рассматриваемые атомно-водородные и возобновляемые энергоустановки.

Расчетный временной период исследования сценариев имплементации атомно-водородных установок и ВИЭ в локальные энергосистемы Якутии принималась на уровне перспективы 2035 г.

4. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ

В работе рассматривалась 4-х узловая схема ОЭС Востока, представленная Западным, Центральным и Южным энергорайонами Якутии (ЗЯЭР, ЦЯЭР и ЮЯЭР), каждый в отдельном узле, и совместно (в одном узле) Амурской, Хабаровской и Приморской ЭЭС (рис. 1). При этом учитывалась экспортная электропередача из ОЭС Востока в энергосистему Северо-Восточного Китая, поскольку отбор мощности и электроэнергии для экспорта увеличивает загрузку генерирующих мощностей в ОЭС Востока.

Якутские локальные энергосистемы, входящие в состав ОЭС Востока, выделены в отдельные узлы с той целью, чтобы была возможность рассмотрения вводов атомно-водородных установок и возобновляемых источников отдельно в каждом из этих узлов для исследования балансов электроэнергии и мощности, режимов работы энергосистем, а также обменов мощностью и электроэнергией между ними по электрическим связям. Более детальное (дезагрегированное) представление якутских энергорайонов с рассмотрением большего количества узлов на данном этапе не проводилось в связи с тем, что это потребовало бы анализа электрической нагрузки, объемов и режимов электропотребления конкретных потребителей (промышленных, коммунально-бытовых и др.), что предполагает работу с очень большими и детальными объемами информации, получить которую на рассматриваемую расчетную перспективу весьма проблематично.

Основные данные для проводимых исследований получены на основе анализа фактических и прогнозных показателей социально-экономического развития, уровней электропотребления, генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры, данных о крупных энергоемких потребителях электрической энергии [3–9].

Принятые уровни электропотребления и максимумы электрической нагрузки потребителей на территории централизованного энергоснабжения ОЭС Востока, включающей энергорайоны Якутии (ЗЯЭР, ЦЯЭР, ЮЯЭР), соответствуют наиболее веро-

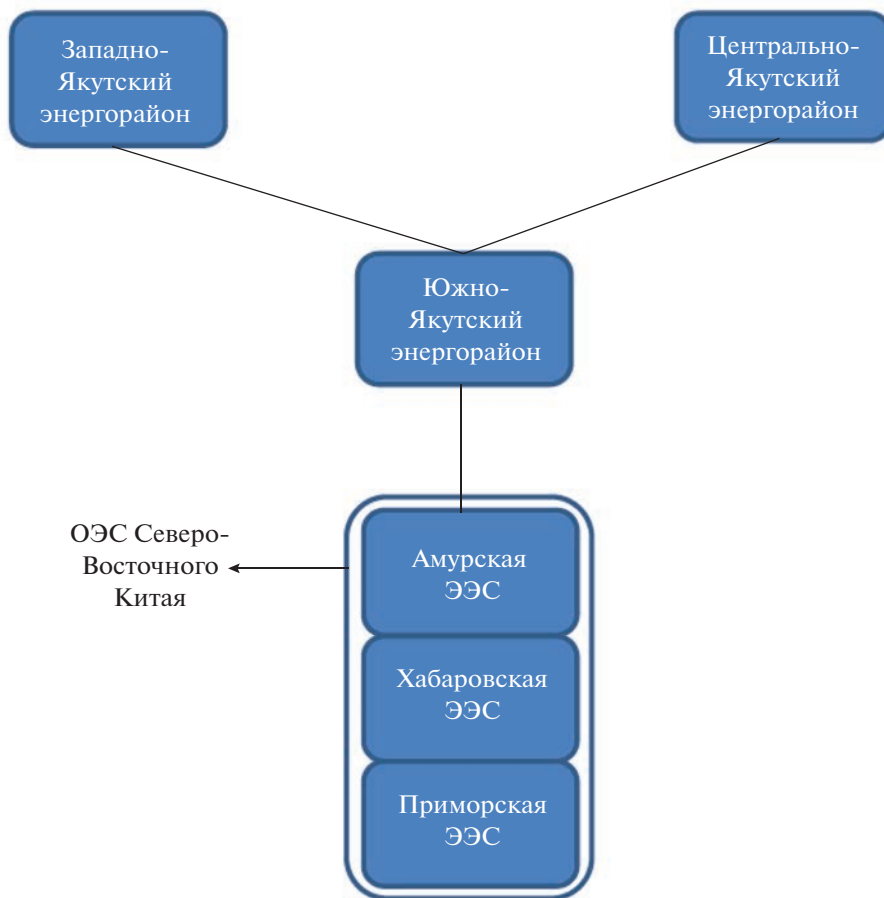


Рис. 1. Схема ОЭС Востока.

ятному базовому сценарию прогноза развития электроэнергетики на 2035 г. согласно данным Института физико-технических проблем им. В.П. Ларионова (ИФТПС) СО РАН (табл. 1).

Информация по ограничениям на развитие генерирующих источников с учетом возможных вводов новых и демонтажа выработавших свой ресурс генерирующих мощностей получена путем обобщения материалов ИФТПС СО РАН, Минэнерго РФ, СО ЕЭС, Якутскэнерго (табл. 2) [3–5, 9].

Таблица 1. Расчетные показатели максимумов нагрузки и электропотребления ОЭС Востока на 2035 г.

Показатели	ЭЭС			
	ЮЯЭР	ЗЯЭР	ЦЯЭР	ОЭС Востока без ЯЭР*
Максимум электрической нагрузки, МВт	679	824	390	9710
Электропотребление, млрд кВт ч	4.28	4.28	2.10	58.80

* Якутский энергорайон.

Таблица 2. Ограничения на развитие установленной мощности электростанций на 2035 г., МВт

Типы электростанций	ЭЭС			
	ЮЯЭР	ЗЯЭР	ЦЯЭР	ОЭС Востока без ЯЭР
ГЭС	–	1160	–	6252
КЭС уголь	1260	–	–	4965
КЭС газ	–	216	342	4314
ТЭЦ уголь	48	–	165	1070
ТЭЦ газ	–	–	12	884
АЭС	–	–	–	3000

Таблица 3. Единичные мощности атомно-водородных и возобновляемых установок, МВт

Типы энергоустановок	ЭЭС			
	ЮЯЭР	ЗЯЭР	ЦЯЭР	ОЭС Востока без ЯЭР
АСММ	50	50	50	–
ВЭС	5	5	5	–
СЭС	5	5	5	–
Электролизер ALK	10	10	10	–

Таблица 4. Топливные издержки электростанций, долл./МВт ч

Типы электростанций	ЭЭС			
	ЮЯЭР	ЗЯЭР	ЦЯЭР	ОЭС Востока без ЯЭР
КЭС уголь	21.4	–	–	22.4
КЭС газ	–	–	44.0	38.1
ТЭЦ уголь	24.5	–	–	21.0
ТЭЦ газ	–	–	55.7	38.3
АЭС	–	–	–	5.0

Помимо традиционных типов электростанций в модели в каждом энергоузле Якутии задавалась возможность развития атомных электростанций малой мощности (АСММ) – РИТМ-200, ветровых и солнечных электростанций (ВЭС и СЭС) и электролизеров (Alkaline – ALK). В табл. 3 представлены единичные мощности установок указанных объектов.

Технико-экономические показатели электростанций и ЛЭП принимались на основе анализа и обобщения показателей многочисленных отчетных и проектных материалов [4, 10–17] (табл. 4–6).

Технико-экономические показатели атомно-водородных установок и возобновляемых энергоисточников получены и адаптированы для климатических условий Якутии на основе анализа и обобщения репрезентативных мировых и отечественных данных [18–25] (табл. 7).

Как уже отмечалось, цена водорода задавалась диапазоном с нижней границей 3 долл./кг, а верхняя находилась в ходе оптимизационных расчетов, когда активизировались вводы новых безуглеродных источников. Полученные оценки не превысили 4 долл./кг.

Таблица 5. Удельные капиталовложения в генерирующие мощности, долл./кВт*

ЭЭС	Типы электростанций			
	ГЭС	КЭС уголь	КЭС газ	АЭС
ЮЯЭР	–	1954	–	–
ЗЯЭР	1571	–	1252	–
ЦЯЭР	–	–	1252	–
ОЭС Востока без ЯЭР	4090	1350	1797	3300

* Установленная мощность ТЭС задается согласно планам развития систем теплоснабжения и не оптимизируется. Оптимизируется только участие ТЭС в часовых балансах электрической мощности.

Таблица 6. Техничко-экономические показатели ЛЭП

Показатель	Линия		
	ЮЯЭР–ЗЯЭР	ЮЯЭР–ЦЯЭР	ЮЯЭР–ОЭС Востока
Длина, км	362.8	482.1	184.1
Напряжение, кВ	220–500	220–500	220–500
Удельные капвложения, долл./кВт	218.1	201.5	216.5
Коэффициент потерь мощности, %	3.9	3.4	3.0
Коэффициент условно-постоянных издержек, %	4		
Ограничение на развитие пропускной способности, МВт	980	1060	1100

Таблица 7. Техничко-экономические показатели атомно-водородных установок и возобновляемых источников

Показатели	Установки			
	АСММ	ВЭС	СЭС	АЛК
Срок эксплуатации, лет	60	25	25	20
Срок службы стэков (АЛК), лет				8
Удельные капиталовложения, долл./кВт	4000	1600	1000	600
Ежегодные постоянные затраты, % от капвложений	8.0	6.0	5.5	7.0
Стоимость замены стэков, % от капвложений				25
Ставка дисконтирования, %	8.0			
Топливные издержки, долл./МВт ч	5.0	–	–	–
Расход электроэнергии на производство водорода, кВт ч/кг H ₂				49.8
Диапазон регулирования нагрузки, %				10–100

Данные о выработке якутских и дальневосточных ГЭС часах использования их установленной мощности для разных гидрологических условий получены из [9, 26].

Объем и режим электропотребления в модели ОРПЭС задаются путем формирования для каждого узла (энергосистемы) восьми характерных суточных графиков электрической нагрузки потребителей: графиков рабочих и выходных дней для 24 ч сут и для четырех сезонов года. Данные графики в целом отражают динамику изменения электрических

нагрузок потребителей и режимы их потребления в суточном, недельном, сезонном и годовом разрезах. Конфигурации исходных суточных графиков нагрузки получены на основе данных СО ЕЭС и Якутскэнерго, приведены, в соответствии с требованиями модели ОРПЭС, к единому часовому поясу – Гринвичу [27, 28].

5. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Результаты исследований для сформированных сценариев (С1, С2) включают объемы вводов и установленные мощности, выработку электроэнергии по типам электростанций, пропускные способности межзубовых электрических связей, обмена перетоками электроэнергии и другие на уровне 2035 г. В табл. 8–11 они приводятся для оптимизационных расчетов базового сценария С1. Данный сценарий характеризуется отсутствием механизмов стимулирования вводов безуглеродных энергоисточников (налога на CO_2 и субсидирования капиталовложений), ценой водорода в 3 долл./кг, а также гарантированной выработкой ГЭС. При этом оптимизируются объемы вводов и структура установленных мощностей, включая атомно-водородные и возобновляемые энергоустановки, объемы и структура выработки этих мощностей (для водородных установок оптимизируется электропотребление и производство водорода), пропускная способность межзубовых электрических связей и обмена перетоками мощности и электроэнергии по ним в объединенных локальных якутских энергосистемах и остальной части ОЭС Востока.

Как видно из табл. 8, в отсутствие каких-либо механизмов, стимулирующих вводы новых безуглеродных источников энергии, данные источники не входят в оптимальный электроэнергетический баланс. Водородные установки также не вводятся. При этом в энергосистеме Южной Якутии и в ОЭС Востока имеют место вводы установленной мощности на угольных электростанциях суммарно в объеме более 2.8 ГВт. Помимо угольных электростанций в Якутии дополнительно ввелись низкоуглеродные тепловые электростанции на газе мощностью несколько более 200 МВт.

Таблица 8. Вводы установленных мощностей, сценарий С1, ГВт

ЭЭС	Типы электростанций							Всего	H_2 – уст.
	ГЭС	ТЭС уг.	ТЭС газ.	АЭС	ВЭС	СЭС			
ЮЯЭР	–	0.170	–	–	–	–	0.170	–	
ЦЯЭР	–	–	–	–	–	–	–	–	
ЗЯЭР	–	–	0.210	–	–	–	0.210	–	
ОЭС Востока без ЯЭР	–	2.650	–	–	–	–	2.650	–	
Всего	–	2.820	0.210	–	–	–	3.030	–	

Таблица 9. Структура установленных мощностей, сценарий С1, ГВт

ЭЭС	Типы электростанций							Всего	H_2 – уст.
	ГЭС	ТЭС уг.	ТЭС газ.	АЭС	ВЭС	СЭС			
ЮЯЭР	–	0.790	–	–	–	–	0.790	–	
ЦЯЭР	–	0.170	0.350	–	–	–	0.520	–	
ЗЯЭР	1.050	–	0.210	–	–	–	1.260	–	
ОЭС Востока без ЯЭР	3.660	6.040	2.410	–	–	–	12.110	–	
Всего	4.710	7.000	2.970	–	–	–	14.680	–	

Таблица 10. Выработка электроэнергии по типам электростанций, сценарий С1, ТВт ч

ЭЭС	Типы электростанций							H ₂ – уст.
	ГЭС	ТЭС уг.	ТЭС газ.	АЭС	ВЭС	СЭС	Всего	
ЮЯЭР	–	4.959	–	–	–	–	4.959	–
ЦЯЭР	–	1.040	1.834	–	–	–	2.873	–
ЗЯЭР	2.914	–	1.182	–	–	–	4.096	–
ОЭС Востока без ЯЭР	9.154	38.126	14.227	–	–	–	61.506	–
Всего	12.067	44.125	17.242	–	–	–	73.435	–

Таблица 11. Пропускная способность электрических связей, МВт, и обмена перетоками электроэнергии между узлами, ГВт ч/год, сценарий С1

Электрические связи	Пропускная способность	Получение	Выдача
ЮЯЭР–ЗЯЭР	158.5	–	–451.4
ЗЯЭР–ЮЯЭР		433.3	–
ЮЯЭР–ЦЯЭР	180.4	776.1	–0.5
ЦЯЭР–ЮЯЭР		0.5	–803.5
ЮЯЭР–ОЭС Востока	200.0	40.1	–894.7
ОЭС Востока–ЮЯЭР		867.8	–41.3
Всего	538.9	2117.8	–2191.4

Как следует из табл. 9 и 10, в структуре генерирующих мощностей якутских энергосистем угольные ТЭС составляют менее 40%, а в выработке электроэнергии – более 50%. Безуглеродные гидравлические мощности составляют более 40% по мощности и около 25% по энергии, остальное приходится на низкоуглеродные газовые электростанции. При этом, как видно из табл. 11, локальные якутские энергосистемы выдают электроэнергию в остальную часть ОЭС Востока в объеме около 0.9 ТВт ч/год.

В сценарии С2 последовательно были задействованы механизмы стимулирования вводов безуглеродных атомно-водородных и возобновляемых источников энергии в виде использования налога на выбросы CO₂, субсидирования (фактически уменьшения) капиталовложений в данные установки и роста цены на водород. Причем усиление стимулирования (увеличение налога, уменьшения капвложений, рост цены водорода) происходил до тех пор, пока не активизировались вводы соответствующих установок. Выработка ГЭС принималась гарантированной.

При проведении численных экспериментов с использованием модели ОРРЭС, прежде всего, задавалась последовательность значений налога на выбросы CO₂, начиная с 30 долл./т выбросов с шагом в 30 долл./т. Относительно низкие уровни налогов на выбросы CO₂ в размере 30 долл./т и 60 долл./т не обеспечили стимулирование ввода безуглеродных атомно-водородных и возобновляемых источников энергии. Только налог на выбросы CO₂ на уровне 90 долл./т стал “катализатором” ввода АЭС. Однако возобновляемые источники энергии при этом уровне налога на CO₂ не вводились.

Численные эксперименты с определением уровня дополнительного субсидирования капвложений в ВИЭ и водородные установки показали, что при 30%-ном субсидировании стали вводиться солнечные и частично водородные установки. В то же время ветровые электростанции по-прежнему не вошли в оптимальный энергобаланс локальных якутских энергосистем.

Таблица 12. Вводы установленных мощностей, сценарий С2, ГВт

ЭЭС	Типы электростанций							
	ГЭС	ТЭС уг.	ТЭС газ.	АЭС	ВЭС	СЭС	Всего	H ₂ – уст.
ЮЯЭР	–	–	–	1.490	–	0.100	1.590	0.109
ЦЯЭР	–	–	–	0.040	–	–	0.040	0.031
ЗЯЭР	–	–	–	0.200	0.190	–	0.390	–
ОЭС Востока без ЯЭР	–	–	–	2.280	–	–	2.280	–
Всего	–	–	–	4.010	0.190	0.100	4.300	0.140

Таблица 13. Структура установленных мощностей, сценарий С2, ГВт

ЭЭС	Типы электростанций							
	ГЭС	ТЭС уг.	ТЭС газ.	АЭС	ВЭС	СЭС	Всего	H ₂ – уст.
ЮЯЭР	–	0.620	–	1.490	–	0.100	2.210	0.109
ЦЯЭР	–	0.170	0.350	0.040	–	–	0.560	0.031
ЗЯЭР	1.050	–	–	0.200	0.190	–	1.440	–
ОЭС Востока без ЯЭР	3.660	3.390	2.410	2.280	–	–	11.740	–
Всего	4.710	4.180	2.760	4.010	0.190	0.100	15.950	0.140

Таблица 14. Выработка электроэнергии по типам электростанций, сценарий С2, ТВт ч

ЭЭС	Типы электростанций							
	ГЭС	ТЭС уг.	ТЭС газ.	АЭС	ВЭС	СЭС	Всего	H ₂ – уст.
ЮЯЭР	–	2.547	–	10.253	–	0.128	12.928	–0.236
ЦЯЭР	–	0.660	1.204	0.293	–	–	2.157	–0.064
ЗЯЭР	2.914	–	–	1.387	0.284	–	4.585	–
ОЭС Востока без ЯЭР	9.154	14.957	13.932	16.215	–	–	54.257	–
Всего	12.067	18.164	15.136	28.147	0.284	0.128	73.927	–0.301

Дальнейшее увеличение субсидирования капиталовложений ВЭС до 50% привело к увеличению их доли в энергобалансах, а увеличение цены водорода до 3.75 долл./кг обеспечило заметные вводы электролизных установок.

Результаты проведенных расчетов представлены в табл. 12–15.

Как видно из представленных выше табл. 12–15, в сценарии С2 вводятся все рассматриваемые новые безуглеродные источники энергии, включая атомно-водородные и солнечно-ветровые. Вводы атомных установок во всех трех якутских энергорайонах превысили 1700 МВт, вводы ветровых установок приблизились к 200 МВт, вводы СЭС составили 100 МВт, а вводы водородных установок – 140 МВт. Производство водорода в данном сценарии составило 6 тыс. т/год.

Анализ результатов исследований, выполненных по сценарию С2, показывает, что вводы тепловых угольных и газовых электростанций полностью отсутствуют. Они замещаются вводами новых безуглеродных источников. Причем, вводимые за счет стимулирования атомные станции в Южно-Якутском энергорайоне обеспечивают не только внутренний спрос потребителей, но и выдают существенную часть своей выра-

Таблица 15. Пропускная способность электрических связей, МВт, и обмена перетоками электроэнергии между узлами, ГВт ч/год, сценарий С2

Электрические связи	Пропускная способность	Получение	Выдача
ЮЯЭР–ЗЯЭР	84.5	173.7	–130.8
ЗЯЭР–ЮЯЭР		125.6	–181.0
ЮЯЭР–ЦЯЭР	160.0	43.2	–23.8
ЦЯЭР–ЮЯЭР		23.0	–44.8
ЮЯЭР–ОЭС Востока	1100	–	–8325.6
ОЭС Востока–ЮЯЭР		8075.8	–
Всего	1344.5	8441.3	–8706.0

ботки в остальную часть ОЭС Востока. Это подтверждает существенное усиление электрической связи ЮЯЭР с ОЭС Востока. Ее пропускная способность возрастает более чем в пять раз и увеличением объема перетоков в направлении ОЭС Востока практически на порядок (табл. 11 и 15).

В результате интеграции рассматриваемых атомно-водородных и возобновляемых энергоустановок в якутские энергосистемы структура генерирующих мощностей и выработки электроэнергии последних кардинальным образом меняется. Так, доля тепловых электростанций снижается (по сравнению со сценарием С1) примерно до 20% от общей установленной мощности и выработки энергии якутских энергосистем. Обычно доля тепловых электростанций в суммарной выработке ЭЭС существенно превышает их долю в суммарной установленной мощности за счет того, что эти станции работают в базисном режиме. Таким образом, в сценарии С2 тепловые электростанции не только не вводятся, но и их имеющиеся мощности разгружаются, чтобы ограничить негативное экологическое воздействие за счет снижения выбросов CO_2 . Альтернативой при этом выступают новые безуглеродные атомно-водородные и возобновляемые источники. Общее снижение выбросов углекислого газа при этом составляет около 26 млн т.

На рис. 2 приведены графики покрытия суточной нагрузки генерирующими источниками и перетоками между энергосистемами для летнего периода. Эти графики являются наиболее показательными с т.ч. демонстрации режимов работы исследуемых новых энергоустановок, особенно водородных.

Как видно из представленных ниже рисунков, роль выработки электроэнергии ВЭС и СЭС в общем суточном объеме выработки невелика. Причем ВЭС работают в ЗЯЭР, СЭС – в ЮЯЭР, а в ЦЯЭР эти источники не вводятся. Атомные установки работают во всех энергорайонах. В наибольшей степени они развиваются в ЮЯЭР, так как кроме обеспечения внутреннего спроса они передают существенную часть своей выработки в остальную часть ОЭС Востока. Водородные установки работают в ЮЯЭР и ЦЯЭР. В ЗЯЭР в рассматриваемых сценариях они не вводятся. Причем из рис. 2 видно, что H_2 -установки работают в переменном режиме, снижая свою производительность в часы максимальных нагрузок потребителей электроэнергии в энергосистемах и, наоборот, увеличивая ее в период провала электрической нагрузки. Тем самым эти установки “регулируют” графики нагрузки, повышая тем самым гибкость энергосистемы. С учетом сказанного причина отсутствия H_2 -установок в ЗЯЭР, по-видимому, состоит в том, что в этом энергорайоне преобладают маневренные гидрогенерирующие мощности и дополнительные источники гибкости в ЗЯЭР не требуется. Электролизеры выступают в качестве системного объекта, улучшая режимы работы электростанций в энергосистеме, а также производя водород, дополнительно улучшая тем самым свою технико-экономическую эффективность.

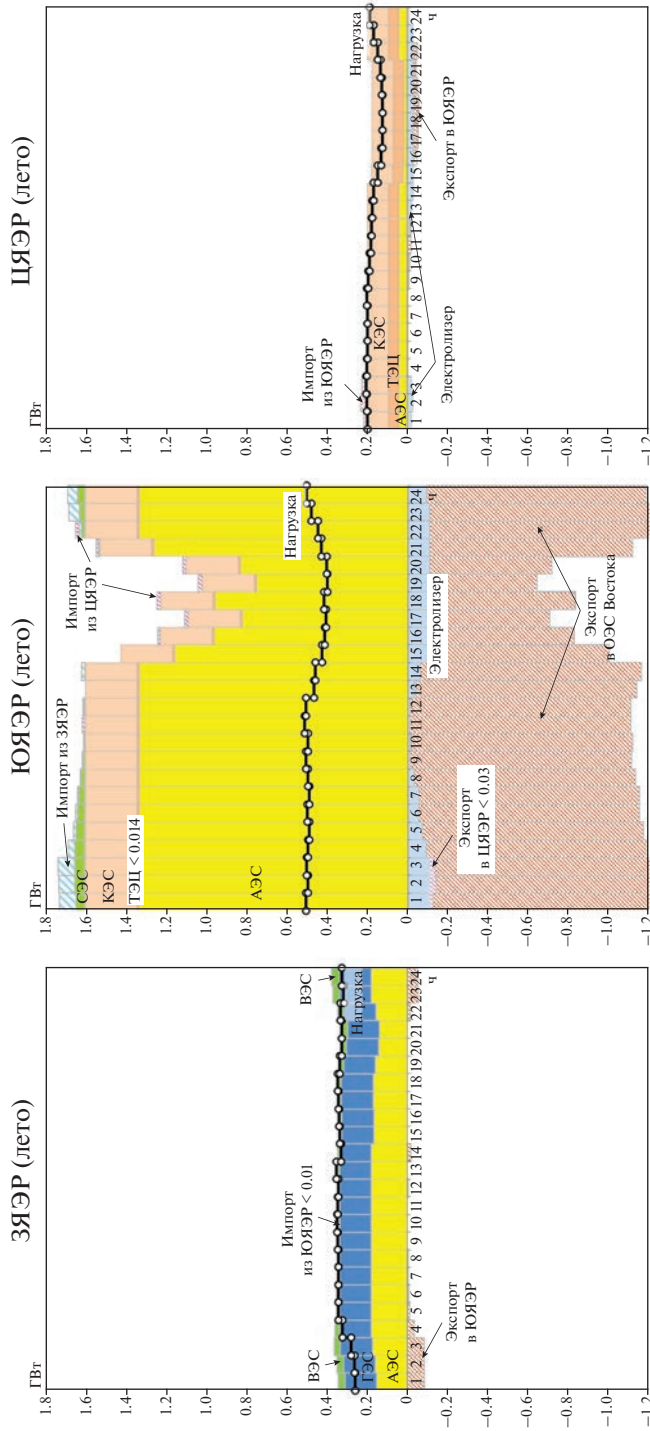


Рис. 2. Режимы работы электростанций локальных якутских энергосистем и потоков между ними, сценарий С2.

Из представленных рисунков также видны обмены электроэнергией между рассматриваемыми энергорайонами и ОЭС Востока. Эти обмены особенно интенсивны между ЮЯЭР и ОЭС Востока. Рассчитанные суточные, а также недельные и годовые режимы работы электростанций и межзловых электрических связей показывают работоспособность локальных энергосистем Якутии в условиях их перспективного развития при вводе атомно-водородных и работающих на возобновляемых источниках энергии энергоустановках.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнена модификация математической модели развития и режимов работы электроэнергетических систем ОРИРЭС с включением в нее атомно-водородных энергоустановок, обеспечивающих устойчивую работу энергетических систем в условиях стохастической работы энергоустановок возобновляемой энергетики без специального резерва мощности.

Проведены оптимизационные расчеты по определению структуры, объемов вводов и оптимизации режимов загрузки различных типов электростанций при развитии энергосистемы Республики Саха на период до 2035 г.

С целью оценки эффективности и работоспособности энергосистем при имплементации в них атомно-водородных и возобновляемых источников энергии и сценарий с учетом таких механизмов, в качестве которых принимались налог на выбросы CO_2 тепловыми электростанциями на органическом топливе, госсубсидирование капвложений в новые атомно-водородные и возобновляемые источники энергии и ростом цен водорода.

В отсутствие механизмов стимулирования (базовый сценарий) новые атомно-водородные и возобновляемые источники энергии не вовлекаются в оптимальный перспективный электроэнергетический баланс локальных энергосистем Западной, Центральной и Южной Якутии.

При максимальном задействовании механизмов стимулирования (при налоге на выбросы CO_2 на уровне 90 долл./т, субсидировании капиталовложений в ВЭС в объеме 50%, в другие новые безуглеродные источники на уровне 30% и при росте цены на водород до 3.75 долл./кг) при гарантированной выработке ГЭС в сценарии С2 вводятся все рассматриваемые новые безуглеродные атомно-водородные и солнечно-ветровые источники энергии. При этом поддерживается высокая интенсивность обмена электроэнергией между Якутскими энергоузлами и с остальной частью ОЭС Востока.

Водородные установки (при необходимых мерах стимулирования их вводов) вводятся в ЮЯЭР и ЦЯЭР. Данные установки работают в переменном режиме, с одной стороны, как потребители электроэнергии с производством водорода, а с другой стороны, как регуляторы замещающей мощности для резервирования энергоустановок возобновляемой энергетики.

В целом расчеты по модернизированной модели ОРИРЭС показывают, что при различных условиях работы и структуре мощностей локальных энергосистем Якутии при их перспективном развитии, в том числе и с помощью возобновляемых источников энергии, атомные и атомно-водородные энергоустановки обеспечивают устойчивую работу этих систем и оказывают позитивное влияние на остальную часть Объединенной энергосистемы Востока, приводя к резкому сокращению выбросов углекислого газа.

Статья написана по материалам исследований, выполненных по договору № 774-404-Д от 24 ноября 2021 г. с частным учреждением “Наука и Инновации”.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфанов В.В. и др. Обоснование развития электроэнергетических систем. Методология, модели, их использование. Отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2015. 448 с.
2. Podkvalnikov S., Chudinova L., Trofimov I., Trofimov L. Structural and Operating Features of the Creation of an Interstate Electric Power Interconnection in North-East Asia with Large-Scale Penetration of Renewables // *Energies*, 2022. V. 15. № 10. 3647.
3. Приказ Минэнерго России от 28.02.2022 № 146 “Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы”. 257. URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/22853/182128> (дата обращения 06.10.2022).
4. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г. (корректировка 2010 г.). Одобрена 3 июня 2010 г. на заседании президиума Правительства РФ.
5. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. Одобрена распоряжением Правительства РФ от 09 июня 2017 г. № 1209. 277 с. URL: <http://static.government.ru/media/files/zvuuhfq2f3OJIK8AZKVsXrG1bW8ENGp.pdf> (Дата обращения 01.12.2020).
6. Постановление Правительства Республики Саха (Якутия) от 23 ноября 2016 г. N 422 “О долгосрочном прогнозе социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на период до 2035 года”.
7. Постановление Правительства Республики Саха (Якутия) “О внесении изменений в постановление Правительства Республики Саха (Якутия) от 23 ноября 2016 г. № 422. “О долгосрочном прогнозе социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на период до 2035 г.” от 27.01.2020 № 6.
8. Бюджетный прогноз Республики Саха (Якутия) на долгосрочный период, утвержденный распоряжением Правительства Республики Саха (Якутия) от 03.03.2017 № 266 р. URL: <https://base.garant.ru/48161086/> (Дата обращения 01.10.2022).
9. Указ главы Республики Саха (Якутия) 29 апреля 2022 г. № 2424 “О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2022–2026 годы”. 227. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/File/GetFile/1400202205040007?type=pdf> (дата обращения 06.10.2022).
10. Годовой отчет ПАО “Якутскэнерго” по результатам работы за 2021 г. 135 с. https://yakutskenergo.ru/shareholders_and_investors/open_information/Year-reports.php (дата обращения 06.10.2022).
11. Техничко-экономические показатели. ДГК, 2022. URL: <https://www.dvgk.ru/page/37> (Дата обращения 01.12.2020).
12. Форма раскрытия информации об используемом топливе на электрических станциях с указанием поставщиков и характеристик топлива. Якутскэнерго. URL: https://yakutskenergo.ru/opening_information/ (Дата обращения 01.12.2020).
13. Веселов Ф.В., Ерохина И.В., Новикова Т.В., Хоршев А.А. Перспективы использования угля в российской теплоэнергетике // Мат-лы конф. “УгольЭко-2016”, М., сентябрь, 2016. 15 с. URL: https://www.eriras.ru/files/270916-veselov-ugolnaya_generatsiya_perspektivy-fin.pdf (дата обращения 21.03.2022).
14. Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта “Строительство Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь)” / Русгидро, ОО “ЭФ-ТЭК”, М., 2019. 53. URL: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/708/Zakl-TTsA-final-22.04.2019.pdf>. (дата обращения 31.05.2022).
15. Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта “Строительство Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь)” / Русгидро, АО “Институт Гидропроект”, М., 2021. 25. URL: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/708/Zakl-TTsA-final-22.04.2019.pdf>. (дата обращения 31.05.2022).
16. Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта “Расширение Партизанской ГРЭС” / Русгидро, ОО “ЭФ-ТЭК”, М., 2019. 53. URL: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/dfb/Otchet-TTsA-02.08.2021_Vh-14047.NK_02_08_2021_ver1.PDF. (дата обращения 31.05.2022).
17. Сборник “Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ” 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО “ФСК ЕЭС”. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО “ФСК ЕЭС” СТО 56947007- 29.240.124-2012.
18. Renewable Power Generation Costs in 2021 [Электронный ресурс]. URL: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Renewable_Power_Generation_Costs_2021.pdf (Дата обращения 30.09.2022).
19. Small module reactors (SMR) – New product offer of SC “Rosatom” [Электронный ресурс]. URL: https://aebus.ru/upload/iblock/214/presentation-sergey-egorov--small-module-reactors-smr_-_new-product-offer-of-sc-rosatom.pdf (дата обращения 30.09.2022).
20. SMR Techno-Economic Assessment. Project 3: SMRs Emerging Technology. Assessment of Emerging SMR Technologies. Summary Report [Электронный ресурс]. URL For The Depart-

- ment of Energy and Climate Change https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/665274/TEA_Project_3_-_Assessment_of_Emerging_SMR_Technologies.pdf (дата обращения 30.09.2022).
21. *Адамов Е.О.* Состояние разработок АСММ в мире и России, приоритеты и перспективы их создания / (Росатом) Руководитель РГ по отбору предложений для реализации АСММ по приказу № 1/358-П от 13.04.2015. URL: <http://innov-rosatom.ru/events/grouparctic/5e334977fec5bf72d7dedcb904a914c0.pdf> (дата обращения 31.05.2022).
 22. *Белобородов С.С., Гашо Е.Г., Ненашев А.В.* Возобновляемые источники энергии и водород в энергосистемах: проблемы и преимущества. СПб.: Научно-технические технологии, 2021. 151 с. URL: <https://publishing.intelgr.com/archive/VIE-i-vodorod-v-energosisisteme.pdf>.
 23. Lazard's leveled cost of hydrogen analysis – Version 2.0. Oct 28 2021. – URL: <https://www.lazard.com/media/451922/lazards-levelized-cost-of-hydrogen-analysis-version-20-vf.pdf> (дата обращения 31.05.2022).
 24. Future of Hydrogen, Report prepared by the IEA for the G20 / International Energy Agency, June 2019. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf (дата обращения 13.10.2022).
 25. *Веселов Ф., Соляник А.* Экономика производства водорода с учетом экспорта и российского рынка // Энергетическая политика. 2022. № 4 (170). С. 58–67. URL: https://www.eriras.ru/files/ekonomika_vodoroda_energopolitika_2022.pdf (дата обращения 31.05.2022).
 26. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Лушников, И.В. Слива / под общей ред. к.т.н., проф. В.В. Берлина. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2018. 224 с. URL: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/284/Vozobnovlyаемая-energiya.-Gidroelektrostantsii-Rossii.pdf> (дата обращения 29.09.2022).
 27. Индикаторы работы ОЭС. М: СО ЕЭС. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ups/oes-east/oes-east-indicators/> (дата обращения 06.10.2022).
 28. Информационный обзор “Единая энергетическая система России: промежуточные итоги”. М: СО ЕЭС. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2021/> (дата обращения 06.10.2022).

Implementation of Renewable Energy and Nuclear-Hydrogen Plants in Local Power Systems (on the Example of the Republic of Sakha (Yakutia))

**E. P. Volkov^{a, *}, V. A. Stennikov^b, S. V. Podkovalnikov^b, L. Yu. Chudinova^b,
I. L. Trofimov^b, and L. N. Trofimov^b**

^a*Joint Institute for High Temperatures of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

^b*Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

^{*}*e-mail: volkov_ep@ihed.ras.ru; volkov.ehduard@yandex.ru*

The ORIRES model of expansion and operation of electric power systems is modified to factor in electrolysis hydrogen plants as electricity consumers with variable demand, which improve operating conditions of the electric power systems and produce hydrogen. The modified model is used in optimization calculations of the implementation of nuclear-hydrogen plants and renewable energy sources in the local power systems of Yakutia (Western, Central, and Southern) in the context of their expansion up to 2035. The calculations showed the technical and economic feasibility of these plants in local power systems of Yakutia, and the performance capabilities of these systems themselves. The scope of implementation of renewable and nuclear-hydrogen plants into the power systems of Yakutia was identified, their daily and seasonal load was calculated, and the conditions for such an implementation and the necessary levels of incentives to ensure it were determined.

Keywords: nuclear-hydrogen plants, renewable energy sources, local power systems, implementation, optimization studies

УДК 620.9

РАЗВИТИЕ “ЗЕЛеноЙ” ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

© 2023 г. В. М. Батенин¹, В. М. Зайченко^{1, *}, А. А. Чернявский¹¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Объединенный институт высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН), Москва, Россия

*e-mail: zaitch@oivtran.ru

Поступила в редакцию 02.03.2023 г.

После доработки 18.04.2023 г.

Принята к публикации 21.04.2023 г.

В статье представлены основные факторы, влияющие на переход страны к “зеленой” энергетике, в противовес энергетике, развитие которой сопровождается масштабным загрязнением окружающей среды, а также накоплением значительного количества отходов производства и потребления. Рассмотрены результаты сравнительных расчетов основных параметров для традиционных и нетрадиционных электрических станций для условий России. Сравнение выполнено для АЭС, ТЭС, работающей на угле; ТЭС на природном газе; ГЭС; сетевых ВЭС и СЭС – без аккумулярования. Показано, что перспективным направлением сооружения объектов ВЭС и СЭС и других генерирующих объектов на основе ВИЭ является покрытие собственных энергетических нужд различных предприятий и организаций. Предлагаемое направление развития энергетики является перспективным и экономически выгодным еще и в силу того, что биомасса в нашей стране является одним из наиболее распространенных видов возобновляемых источников энергии. В России сосредоточено около 48% мировых запасов торфа и 23–24% древесины, огромные объемы отходов сельхозпроизводства. Предлагаются эффективные технические решения в области энергетического использования биомассы. Показано, что для России перспективным направлением модернизации существующей системы энергоснабжения является комбинированное использование различных видов ВИЭ и местных биоэнергетических ресурсов, дополняющих друг друга и обеспечивающих гарантированное энергообеспечение потребителей при минимизации требуемых инвестиций.

Ключевые слова: углероднейтральная энергетика, снижение выбросов CO₂, биотопливо, утилизация отходов, распределенная энергетика, возобновляемые источники энергии, “зеленая” энергетика

DOI: 10.31857/S0002331023040039, EDN: YGQYLG

Направление “зеленая” энергетика возникло еще несколько десятилетий назад в противовес энергетике с большими объемами загрязнений окружающей среды, с накоплением значительного количества отходов производства и потребления, с появившимися заметными изменениями климата в результате антропогенных воздействий.

Под понятием “зеленая” энергетика понимают политику повышения благосостояния населения при одновременном снижении отрицательных воздействий на окружающую среду и сохранении ископаемых ресурсов с обеспечением перспектив устойчивого развития страны.

Подобные мероприятия, осуществляемые при приемлемых финансовых затратах, представляют интерес для всего человечества. Именно этим объясняется активная позиция ООН в этом вопросе и появление таких международных документов, как рати-

фицированных большинством стран и Россией Парижское соглашение в Рамочной конвенции ООН об изменении климата. Однако кажущаяся безупречная логика такого подхода сталкивается с жесткой прозой жизни, в которой проявляются политические амбиции ряда государств, претендующих на главенство в мировой экономике и политике. Обострение сегодняшнего конфликта между этими государствами и РФ, отстаивающей свой суверенитет, государственную целостность и независимость, приводит к тому, что принимаемые решения в области экономики и энергетики не имеют ничего общего с требованиями экономических законов и полностью определяются политическими решениями.

Это отбрасывает реализацию решений ООН в области “зеленой” энергетики на многие годы, а может быть и десятилетия. Разработать же подробный план развития “зеленой” энергетики с учетом существующих сегодня условий не представляется возможным. В этой связи целесообразно рассмотреть особенности ТЭК России, представляющие непреходящий интерес при реализации планов перехода к “зеленой” энергетике даже при сдвиге возможных сроков их реализации.

В настоящее время развитие энергетики традиционными методами в России является неэффективным и во многих случаях убыточным [1–3]. При существующих высоких стоимостях ископаемых органического и ядерного топлив и относительно низких оптовых тарифах на приобретение энергии от электростанций на оптовом рынке энергии и мощности (ОРЭМ), инвестиции в строительство новых тепловых и атомных электростанций или реконструкцию существующих, имеют сроки окупаемости, превышающие сроки службы основного их технологического оборудования или вовсе не имеющие окупаемости [3]. В силу этих причин сооружение или реконструкция электростанций с приемлемой окупаемостью оказываются возможными только при наличии поддержки из государственного бюджета, осуществляемого по так называемым договорам предоставления мощности (ДПМ). В результате этого энергетика, которая ранее являлась одним из основных источников пополнения государственного бюджета, превратилась в дотационную отрасль экономики – наравне с образованием, медициной и т.п. Основной причиной этого является рост стоимости топлива при существующих, в принципе, невысоких тарифах на электрическую и тепловую энергию.

Решение проблемы экономической оправданности энергетики в настоящее время в мире происходит по линии использования (ВИЭ) – солнечной, ветровой, гидроэнергии, энергии биомассы, геотермальной энергии и т.п. В последние годы использование ВИЭ становятся экономически предпочтительным в связи со значительным снижением стоимости специального технологического оборудования.

В целом, по прогнозам, опубликованным в Глобальном отчете Центра REN21 о состоянии возобновляемой энергетики [4], использование бурого угля будет практически прекращено в мире к 2035 г., каменного угля – к 2045 г., нефти, газа, ядерного топлива – к 2050 г. (рис. 1).

Интенсивному развитию энергетических систем на базе ВИЭ способствуют:

- широкое распространение распределенной генерации энергии;
- необходимость решения экологических вопросов, сопровождающих традиционные способы генерации энергии;
- исчерпание легкодоступных запасов органического и ядерного топлив и их постоянное удорожание в связи с увеличением затрат на их добычу;
- необходимость повышения экономической эффективности инвестиций в энергетику, снижение удельных капитальных затрат на создание энергообъектов и сокращение темпов роста стоимости электрической и тепловой энергии для потребителей.

В 2017 г. ВИЭ утвердились в мире не только в качестве самого быстрорастущего и быстро окупаемого, но и в качестве одного из основных секторов энергетики. Было введено в эксплуатацию более 150 ГВт новых солнечных и ветровых мощностей в мире – больше, чем объектов традиционной энергетики. Привычными стали цены по-

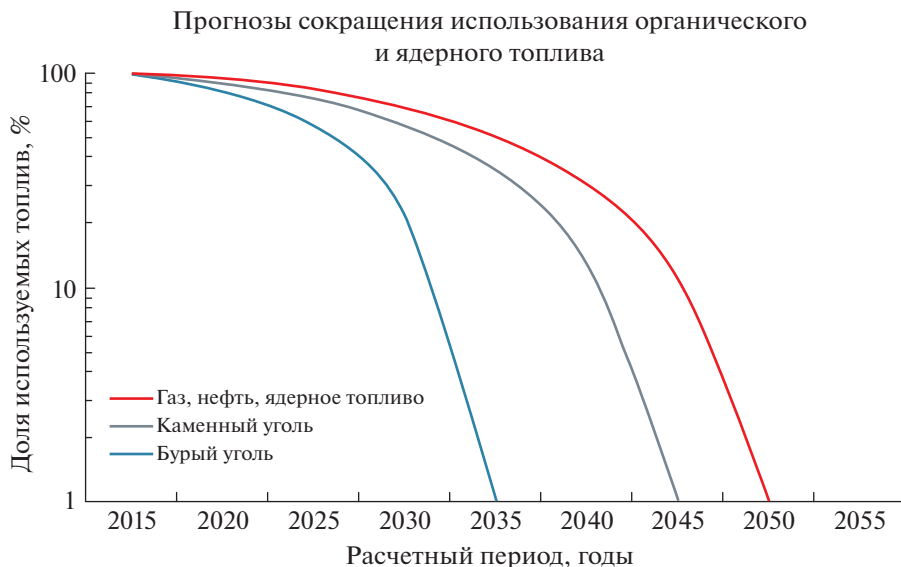


Рис. 1. Прогнозы потребления ископаемых топлив на период до 2055 г.

рядка 0.03 US\$/кВт · ч на электрическую энергию на установках с ВИЭ, создаваемых без господдержки. Сегодня ВИЭ уверенно выходят на самоокупаемость. В то же время себестоимость производства электроэнергии на ТЭС колеблется в диапазоне 0.04–0.06 US\$/кВт · ч, а на АЭС доходит до 0.06–0.10 US\$/кВт · ч. И к настоящему времени более чем в 30 странах мира энергия, получаемая с использованием ВИЭ, стала дешевле, чем энергия, получаемая от ТЭС и АЭС.

Появившаяся экономическая основа для повсеместного использования ВИЭ позволяет строить новую энергетику с меньшими удельными инвестициями в 1 кВт установленной мощности и с получением более дешевой электрической энергии.

В табл. 1 приведены результаты сравнительных расчетов основных параметров для традиционных и нетрадиционных электрических станций для условий России. Сравнение выполнено для АЭС, ТЭС, работающей на угле; ТЭС на природном газе; ГЭС; а также сетевых ВЭС и СЭС – без аккумуляирования.

За основу для сравнения принята условная АЭС установленной мощностью 1000 МВт, работающая в базовом режиме при среднем коэффициенте использования установленной мощности (КИУМ) 80%. Это соответствует годовому времени использования установленной мощности 7000 ч. Все остальные генерирующие мощности имеют среднестатистические КИУМ меньше, чем АЭС (табл. 1).

Расчетный отпуск электроэнергии условной АЭС составляет 6650 ТВт · ч/год (или млн кВтч/год). Для адекватного сравнения принимается такой же расчетный отпуск электроэнергии и для всех остальных сравниваемых типов электростанций. Чтобы выполнить это условие при значительной разнице в КИУМ для разных технологий генерации, оказалось необходимым принять следующие значения установленных электрических мощностей:

– для ТЭС на угле –	1268.4 МВт
– для ТЭС на природном газе –	1536.7 МВт
– для ГЭС –	1737.2 МВт
– для ВЭС –	2283.1 МВт
– для СЭС –	3632.2 МВт

Таблица 1. Сравнительные параметры объектов традиционной и возобновляемой энергетики

Наименование параметров	Единица измерения	Значение параметров					
		АЭС	ТЭС		ВИЭ		
			на угле	на газе	ГЭС	ВЭС	СЭС
Коэффициент использования установленной мощности – КИУМ	%	80	63	52	46	35	22
Приведенная установленная мощность – N	МВт	1000.0	1268.4	1536.7	1737.2	2283.1	3632.2
Расчетный срок службы станции – $T_{сл}$	лет	30.0	40.0	40.0	40.0	30.0	30.0
Период проектирования и строительства – $T_{стр}$	лет	6.0	3.0	3.0	4.0	2.0	1.5
Горизонт расчета. $T_{расч} \sim T_{сл} + T_{стр}$	лет	36.0	43.0	43.0	44.0	32.0	31.5
Удельные инвестиции в строительство – $K_{уд}$	US\$/кВт	5300.0	3000.0	2300.0	2700.0	1100.0	670.0
Общая сумма требуемых инвестиций (CAPEX): $K_s = N K_{уд} / 1000$	млн US\$	5300.0	3805.2	3534.4	4690.3	2511.4	2433.6
То же, в рублевом исчислении при текущем курсе доллара США – 1 US\$ = 70 руб.: $K = 70 K_s / 1000$	млрд руб.	371.0	266.4	247.4	328.3	175.8	170.4
Число часов использования установленной мощности. $T = 365 \text{ сут/год} \cdot 24 \text{ ч/сут} \cdot \text{КИУМ}$	ч/год	7000	5518.8	4555.2	4029.6	3066.0	1927.2
Выработка электроэнергии: $W = N T / 1000$	ТВт · ч/год	7000	7000	7000	7000	7000	7000
Затраты на собственные нужды и потери электроэнергии – 5%: $W_{сн} = 0.05 W$	ТВт · ч/год	350.0	350.0	350.0	350.0	350.0	350.0
Отпуск электроэнергии потребителям: $W_{отп} = W - W_{сн}$	ТВт · ч/год	6650.0	6650.0	6650.0	6650.0	6650.0	6650.0
Норматив амортизационных отчислений – a	%	4.0	3.0	3.0	3.0	4.0	4.0
Сумма амортизационных отчислений: $A = a K$	млрд руб.	14.84	7.99	7.42	9.85	7.03	6.81
Затраты на топливо – ЗТ:							
– АЭС: 0.46 руб./кВт · ч W/1000	млрд руб./год	3.22	–	–	–	–	–
– ТЭС на угле: 0.32 кг/кВт · ч 5 руб./кг W/1000	млрд руб./год	–	11.2	–	–	–	–
– ТЭС на газе: 0.30 нм ³ /кВт · ч 6 руб./нм ³ W/1000	млрд руб./год	–	–	12.6	–	–	–
Количество оперативного и ремонтного персонала – П	чел.	1000	880	1200	500	300	280
Средняя заработная плата персонала – ЗП	тыс. руб./мес.	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
Фонд заработной платы: $\Phi = 12 \text{ ЗП П} / 10^9$	млрд руб./год	0.54	0.48	0.65	0.27	0.16	0.15
Начисления на заработную плату 30%: $H = 0.3 \Phi$	млрд руб./год	0.16	0.14	0.19	0.08	0.05	0.05
Накладные расходы – 40%: $HP = 0.4 \Phi$	млрд руб./год	0.22	0.19	0.26	0.11	0.06	0.06
Всего затраты на оплату труда: $OT = \Phi + H + HP$	млрд руб./год	0.92	0.81	1.10	0.46	0.28	0.26

Таблица 1. Окончание

Наименование параметров	Единица измерения	Значение параметров					
		АЭС	ТЭС		ВИЭ		
			на угле	на газе	ГЭС	ВЭС	СЭС
Обслуживание основных фондов и приобретение запасных частей – 2%: ООФ = 0.02 К	млрд руб./год	7.42	5.33	4.95	6.57	3.52	3.41
Прочие затраты – 1%: ПЗ = 0.01 К	млрд руб./год	3.71	2.66	2.47	3.28	1.76	1.70
Итого эксплуатационные издержки: ИЭ = А + ЗТ + ОТ + ООФ + ПЗ	млрд руб./год	30.11	27.99	28.55	20.16	12.58	12.18
Себестоимость отпускаемой электроэнергии: СС = 1000 ИЭ/В _{отп}	руб./кВт·ч	4.53	4.21	4.29	3.03	1.89	1.83
Планируемый эквивалентный одноставочный тариф на отпуск электроэнергии – Т _{эл}	руб./кВт·ч	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
Объем реализации электроэнергии: R = Т _{эл} W _{отп} /1000	млрд руб./год	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9
Валовая прибыль: ВП = R – ЭИ	млрд руб./год	9.79	11.91	11.35	19.74	27.32	27.72
Налог на недвижимость – 2.2%: НН = 0.022 К	млрд руб./год	8.16	5.86	5.44	7.22	3.87	3.75
Налогооблагаемая прибыль: НП = ВП – НН	млрд руб./год	1.63	6.05	5.91	12.52	23.45	23.97
Налог на прибыль – 20%: Н = 0.2 НП	млрд руб./год	0.33	1.21	1.18	2.50	4.69	4.79
Чистая прибыль: ЧП = НП – Н	млрд руб./год	1.30	4.84	4.73	10.02	18.76	19.18
Дискретный срок окупаемости: СО = К/(ЧП + А)	лет	23.0	20.8	20.4	16.5	6.8	6.6
Полный срок окупаемости: PCO = СО + Т _{стр}	лет	29.0	23.8	23.4	20.5	8.8	8.1
Чистый доход за расчетный период: NV = ЧП Т _{сл}	млрд руб.	39.1	193.6	189.1	400.6	562.8	575.3
Чистый дисконтированный доход – NPV (ориент.)	млрд руб.	3.6	14.9	14.5	30.8	51.2	52.3
Индекс доходности: PI = (К + NPV)/К	–	1.01	1.06	1.06	1.09	1.29	1.31
Рентабельность инвестиций: P = 100/ PCO	%	3.45	4.21	4.28	4.87	11.34	12.42

Примечание. В табл. 1 использованы значения удельных инвестиций в сооружение ВЭС и СЭС по результатам отбора проектов для бюджетного финансирования на 2020–2024 гг. [5].

При этом расчетные значения требуемых объемов инвестиций для строительства рассматриваемых электростанций (табл. 1) составили:

– для АЭС –	5300.0 млн US\$
– для ТЭС на угле –	3805.2 млн US\$
– для ТЭС на природном газе –	3534.4 млн US\$
– для ГЭС –	4690.3 млн US\$
– для ВЭС –	2511.4 млн US\$
– для СЭС –	2433.6 млн US\$

Несмотря на то, что требуемые мощности ВЭС и СЭС являются значительно большими, чем для всех прочих электростанций, сооружение ВЭС и СЭС требует, при

сложившейся рыночной конъюнктуре, самых малых инвестиций. При этом важно, что и себестоимость отпускаемой электроэнергии на ВЭС и СЭС также имеет самые низкие значения:

– для АЭС –	4.53 руб./кВт · ч (0.065 US\$/кВт · ч)
– для ТЭС на угле –	4.21 руб./кВт · ч (0.060 US\$/кВт · ч)
– для ТЭС на природном газе –	4.29 руб./кВт · ч (0.061 US\$/кВт · ч)
– для ГЭС –	3.03 руб./кВт · ч (0.043 US\$/кВт · ч)
– для ВЭС –	1.89 руб./кВт · ч (0.027 US\$/кВт · ч)
– для СЭС –	1.83 руб./кВт · ч (0.026 US\$/кВт · ч)

Если планировать тариф на отпуск электроэнергии на оптовый рынок энергии и мощности с учетом бюджетных дотаций в размере 6.0 руб./кВт · ч – с некоторым превышением наибольшей себестоимости из ряда рассматриваемых генерирующих источников, то полные сроки окупаемости инвестиций составят (табл. 1):

– для АЭС –	29.0 года
– для ТЭС на угле –	23.8 года
– для ТЭС на природном газе –	23.4 года
– для ГЭС –	20.5 года
– для ВЭС –	8.8 года
– для СЭС –	8.1 года

Если же планировать продажу электроэнергии на ОРЭМ без бюджетных дотаций, по существующим тарифам – не выше 2.5 руб./кВт · ч, то все электростанции за исключением ВЭС и СЭС будут убыточными, в связи с чем и был введен институт ДПМ для привлечения частных инвестиций в энергетику.

Следует отметить, что экономические показатели ВЭС и СЭС получены без учета присущей им нестационарности, что потребует либо резервирования путем подключения к сети, либо установки дорогостоящих и еще не разработанных в должной мере накопителей. Включение ВИЭ в сеть в качестве равноправного генерирующего объекта потребует усложнения системы диспетчерского управления. Все это приведет к существенному увеличению необходимых капитальных вложений и росту стоимости электроэнергии.

Хорошей нишей для сооружения объектов ВЭС и СЭС, а также и других генерирующих объектов на основе ВИЭ, является использование таких объектов для покрытия собственных энергетических нужд различных предприятий и организаций. В этом случае предприятия получают существенные выгоды за счет отказа от платы за сетевую электроэнергию в объеме 6–10 руб./кВт · ч и используют электроэнергию от своих энергоустановок по себестоимости. При этом окупаемость инвестиций в создание собственных энергоустановок и электростанций, по опыту внедрения, не превышает 4–8 лет, и отпадает необходимость в бюджетных дотациях.

Другой областью применения ВИЭ является замещение дизельных электростанций в удаленных местностях, не обеспеченных централизованным энергоснабжением. Такие местности с населением более 20 млн чел. составляют в настоящее время до 60–70% территории Российской Федерации [6]. Стоимость электроэнергии там, в связи с дорогостоящим дизельным топливом и большими затратами на его доставку, составляет 15–40 руб./кВт · ч, а в отдельных местностях доходит и до 100 руб./кВт · ч. Здесь наиболее выгодно использовать ВИЭ без всякой бюджетной поддержки.

В соответствии с результатами расчетов (табл. 1) ВЭС и СЭС обеспечивают и наибольший чистый доход на вложенный капитал, наибольший индекс доходности и наивысшую рентабельность инвестиций. Именно поэтому многие энергетические компании пришли к выводу, что нет уже смысла по экономическим соображениям вести строительство АЭС и ТЭС, а предпочтение следует отдавать технологиям на базе ВИЭ. И сегодня за счет ВЭС, СЭС и ГЭС вырабатывается уже четверть всей электроэнергии в мире [5].

Знаменательным можно считать, что такая всемирно известная компания как SIEMENS сокращает производство своих высокоэффективных газовых турбин из-за значительного снижения спроса на них.

Развитие энергетики на базе ВИЭ в РФ имеет ряд особенностей, связанных с ее историей и наличием колоссальных запасов природного газа – самого чистого энергетического топлива.

После 1917 г. создание отечественной энергетики стало насущной задачей, особенно обострившейся в период индустриализации страны. Война нанесла колоссальный ущерб всей экономике и возрождение энергетики как ее движущей силы было поставлено во главу угла. В этот период основной задачей было максимально быстрое восстановление разрушенного и создание новых мощностей. Экология энергетики отступила на второй план. Станции получались относительно дешевыми и быстро окупаемыми. Срок окупаемости капитальных вложений не превышал 6–7 лет. В последующие 25 лет повышение параметров и усложнение схем привело к постепенному удорожанию электростанций, увеличению сроков окупаемости капитальных вложений. Последующие годы привели к развитию кризисных явлений, дестабилизации экономики и развалу СССР, резкому росту инфляции, цен на оборудование и материалы. Неопределенность экономической ситуации привела практически к прекращению строительства новых электростанций, пока для привлечения новых инвестиций не были введены в действие договоры о предоставлении мощности (ДПМ).

После ввода в действие ДПМ общая установленная мощность электростанций в РФ начала быстро возрастать и к концу 2020 г. составила 245.3 ГВт. В то же время максимум электрической нагрузки, зафиксированный в том же 2020 г., составил всего 151.43 ГВт, т.е. более 38% мощностей оказались незагруженными до номинальных значений, что привело к ухудшению их показателей и росту тарифов на электроэнергию. Все это явилось следствием отсутствия продуманной государственной политики и стихийного подхода к сооружению новых энергоблоков без вывода из эксплуатации устаревших и учета развивающейся распределенной генерации.

Сейчас, по данным Ассоциации развития возобновляемой энергии, мощность ВИЭ равно 5.3 ГВт, или 2.1% мощности электростанций РФ. До 2035 г. в РФ будет введено 6.7 ГВт на базе ВИЭ [29].

Мощность ВИЭ в мире в 2021 г. возросла на 6%, или на 295 ГВт, несмотря на проблемы с поставками, простоем в строительстве и инфляции. В 2022 г. мощность ВИЭ на фоне кризиса на рынках энергоносителей продолжила рост на 8%, или на 320 ГВт. Этот прирост по подсчетам МЭА эквивалентен объемам производства электроэнергии из газа. Солнечная энергия обеспечила 60% прироста мощности ВИЭ во многом за счет объектов коммунального хозяйства. Это стало возможным благодаря политике ЕС и Китая в отношении “зеленой” энергии (КНР в 2023 г. обеспечит 45% мирового роста мощностей ВИЭ) [29].

В этих условиях главенствующим направлением совершенствования становится снижение выбросов CO₂. Применительно к теплоэнергетике в первую очередь это зависит от КПД или удельного расхода топлива на выработку электроэнергии. Сегодня средний удельный расход топлива на электростанциях РФ составляет 306 г/кВт · ч. На станциях с ПГУ этот показатель редко превосходит 250 г/кВт · ч. В принципе, есть к чему стремиться. Приблизиться к этому показателю без вывода из эксплуатации уста-

ревших энергоблоков и проведении в рамках ДПМ-2 только капитального ремонта не представляется возможным. При этом важно отметить, что во второй очереди отбора проектов в рамках ДПМ-2 проекты с газотурбинной надстройкой выделены в отдельную группу для более детального рассмотрения. Это вселяет оптимизм. Однако хотелось бы видеть привязанный к генеральной схеме поэтапный план освоения газотурбинных технологий до 2035 г.

С угольной генерацией ситуация более сложная. Большинство угольных электростанций расположены в Сибири и на Дальнем Востоке. Бессмысленно в угоду борьбы с углеродным хвостом говорить об их закрытии или переводе на газовое топливо. Следует более внимательно рассмотреть возможности использования самых современных технологий, таких как суперсверхкритические параметры пара, сжигание в котлах с ЦКС, с предварительной газификации с ПГУ. На совершенствование этих и разработку совершенно новых технологий следует направить усилия научных и конструкторских организаций.

Дополнительные возможности в борьбе с выбросами CO_2 связаны с интенсивно развивающейся в настоящее время распределенной генерацией. Автономные солнечные и ветрогенераторы с той или иной системой хранения энергии (аккумуляторы тепловой и электроэнергии, выработка водорода и др.) вносят свой вклад в решение этой проблемы.

Отдельно следует остановиться на использовании углероднейтральных топлив. Естественные процессы их образования в природе связаны с поглощением CO_2 , а сжигание замыкает процесс круговорота углерода. Речь идет о биомассе.

Биомасса в России является одним из наиболее распространенных видов возобновляемых источников энергии. В нашей стране сосредоточены около 48% мировых запасов торфа и 23–24% древесины, огромные объемы отходов сельхозпроизводства. И именно в области энергетического использования биомассы в России предложены новые эффективные технические решения, которые могут вывести страну на передовые рубежи [10–15]. Новизна этих решений защищена целым блоком патентов РФ [16–24]. Патентообладатель – Объединенный институт высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН).

Основные особенности систем генерации энергии на биомассе:

- повсеместное наличие во всех регионах РФ источников биомассы того или иного вида, пригодных для конверсии в электрическую и тепловую энергию;
- наличие большого количества биомассовых отходов лесопереработки, деревообработки, сельхозпереработки, твердых коммунальных отходов и т.п., которые могут быть использованы в качестве сырья для энергетических генерирующих установок;
- возможность организации длительной непрерывной работы высокоманевренных генерирующих установок на биомассе в диапазоне заданных мощностей при организации необходимых запасов исходного сырья;
- существенно более низкие в сравнении с традиционными удельные капитальные вложения в сооружение генерирующих установок и низкая себестоимость получаемой энергии из биомассы.

Эффективная отечественная технология конверсии биомассы, предложенная ОИВТ РАН, позволяет получать газовое топливо практически без жидкой фазы. Это позволяет использовать получаемый синтез-газ без дополнительной очистки в качестве топлива для газопоршневых агрегатов. Изменение свойств высококалорийных энергетических газов в зависимости от температуры процесса переработки биомассы представлено в табл. 2.

Основным достоинством технологии ОИВТ РАН является высокая степень конверсии перерабатываемой биомассы в энергетический газ. В существующих технологиях эта величина не превышает 25%, в технологии ОИВТ РАН достигает 78%. Сум-

Таблица 2. Параметры газовых смесей, получаемых при различных температурах процесса

Температура ведения процесса, °С	Объемная доля горючих компонентов			Теплота сгорания, МДж/м ³		Удельный объем, м ³ /кг	Эффективность конверсии, %
	H ₂	CO	C _n H _m	Q _B	Q _H	V	η
850	0.40	0.27	0.08	11.7	10.6	0.76	42
950	0.43	0.40	0.02	11.3	10.4	1.10	60
1000	0.49	0.41	0.01	11.7	10.6	1.39	78
Стандартный пиролиз	0.23	0.19	0.13	10.4	9.6	0.29	15

марный выход горючих газов составляет 1.4 м³ на 1 кг биомассы, а средняя теплота сгорания – около 11.5 МДж/м³.

Предложенная ОИВТ РАН установка двухступенчатой термической конверсии отходов в синтез-газ (УСГ) работает наиболее эффективно при утилизации древесных органических отходов – опилок, стружек, щепы, коры, сельскохозяйственных отходов, а также органической части твердых коммунальных отходов (ТКО).

Не менее интересным и перспективным направлением использования биомассы является изготовление твердых пеллет, которые после применения разработанной ОИВТ РАН технологии торрефикации становятся устойчивым в различных условиях хранения высококалорийным твердым топливом. Сырьем для производства пеллет являются отходы деревообработки и сельхозотходы (солома, шелуха и т.п.). Использование биомассы позволяет создать оптимальное сочетание ВИЭ для обеспечения по возможности более равномерной выдачи энергии в течение суток, месяца и сезона с минимальной потребностью в дополнительном энергообеспечении или аккумулировании для гарантированного энергоснабжения потребителей.

Пример построения комбинированной системы энергоснабжения с использованием энергии солнца, ветра и биомассы рассмотрен в работе [3]. Этот пример подтверждает целесообразность и эффективность комбинированного использования ВИЭ для гарантированного энергоснабжения потребителей. Именно такие системы могут составить основу для реализации начала четвертого энергоперехода в России пока не будут отработаны надежные и дешевые накопители электроэнергии большой емкости.

В настоящее время в России началось ускоренное внедрение ВИЭ. Так, если в 2019 г. суммарная мощность всех СЭС составляла 550 МВт, а ВЭС – 80 МВт (рис. 2 [25]), то в 2020 г. были построены СЭС общей мощностью еще 285 МВт и ВЭС – 714 МВт и, помимо этого, сданы в эксплуатацию новые малые ГЭС общей мощностью 22.5 МВт [26]. Таким образом, на декабрь 2020 г. суммарная мощность всех генерирующих источников на базе ВИЭ в России превысила 1650 МВт (1.65 ГВт). К 2024 г. прогнозируется достижение мощности от ВИЭ около 8 ГВт [27], к 2035 г. только за счет госбюджета – 12 ГВт.

Существенной проблемой развития ВИЭ в РФ является стихийность этого процесса. Новые объекты с ВИЭ сооружаются бессистемно там, где появляются предложения от частных инвесторов, выигрывающих конкурсные торги. И строительство этих объектов никак не увязывается ни с энергообеспеченностью территорий от существующих электростанций, ни с утвержденной схемой размещения новых традиционных электростанций, ни с перспективным изменением потребности электроэнергии в регионах.

В результате имеют место случаи, когда появление новых объектов с ВИЭ приводит к снижению загрузки существующих электростанций и потери ими прибыли. В странах ЕС это уже привело к потерям в энергосистемах в объеме около US\$ 20 трлн [28].

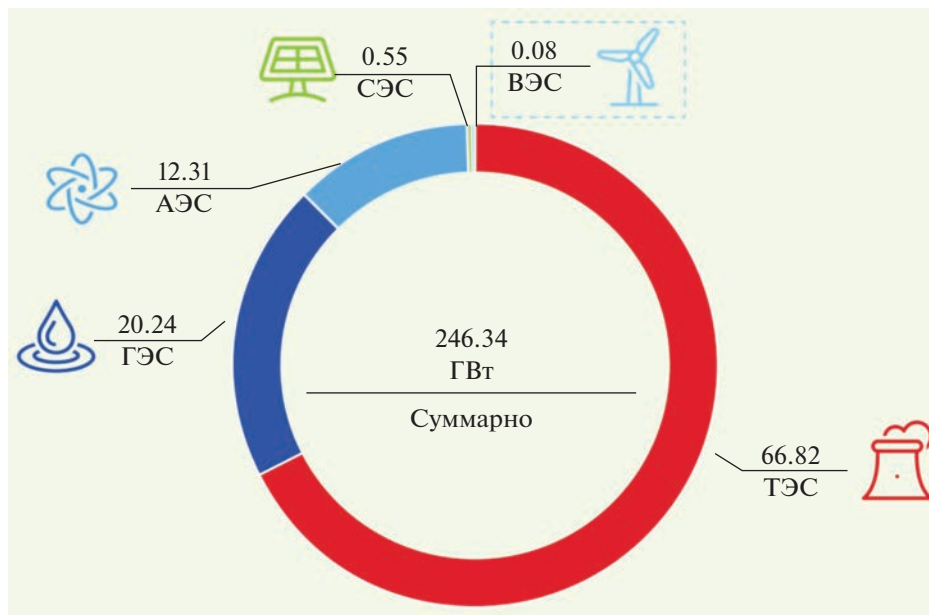


Рис. 2. Структура энергетических мощностей в РФ на начало 2020 г.

Вот здесь и появляется необходимость государственного регулирования в решении возникших проблем с разработкой целевых программ по оптимизации сопряжения возобновляемой и традиционной энергетики, разработками графиков замены отслуживших свои сроки генерирующих объектов на системы с ВИЭ и пр. Решение этих весьма сложных проблем в увязке с планами развития “зеленой” экономики в регионах должно быть поручено Министерству энергетики РФ с его ведомственными НИИ, головным академическим институтам – ОИВТ РАН и ИНЭИ РАН в партнерстве с региональными сетевыми проектными институтами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Россия включилась в мировой процесс стремительного развития ВИЭ, и, несмотря на то, что на ближайший 15-летний период предусмотрены достаточно скромные объемы ввода подобных источников, важен первый шаг в теперь уже осознанной политике государства.

Внедрение ВИЭ во всем мире сдерживается отсутствием надежных, долговечных и дешевых накопителей электрической энергии большой емкости. В условиях России начало четвертого энергоперехода может базироваться на создании систем с комбинированным использованием различных видов ВИЭ и местных биоэнергетических ресурсов, дополняющих друг друга и обеспечивающих гарантированное энергообеспечение потребителей при минимизации требуемых инвестиций. Эффективные системы конверсии биомассы в электрическую и тепловую энергию предложены ОИВТ РАН

Развитие систем с использованием ВИЭ должно производиться при четкой организации и планировании преобразования всей энергетической отрасли в России в целом и соответствовать целям и задачам программы реализации основных национальных проектов и роста экономики страны.

Напомним, что, в соответствии с решением Парижского Совещания 2015 г. по климату, перед мировым сообществом поставлена цель ограничить рост температуры на планете к 2050 г. в пределах 2°C. Эта цель может быть достигнута только в том случае, если к 2050 г. использовать не более 10% от уже открытых запасов углеводородных топлив. Если данный подход справедлив, то затраты на дальнейшую разведку и освоение новых месторождений могут быть существенно сокращены. Высвобождаемые же средства могли бы быть направлены на разработку и совершенствование перспективных методов производства энергии.

Сегодня значительную часть в формировании государственного бюджета занимают отчисления от продажи за границу газа, нефти и угля. Однако при снижении спроса на ископаемое топливо доходы бюджета упадут. По оценкам западных аналитиков у России остается не более 10–15 лет на то, чтобы найти новые источники пополнения бюджета. При снижении спроса на углеводородное топливо развитие экономики потребует одновременно роста потребляемой электроэнергии. Поэтому напрашивается естественное решение: продолжить развитие электроэнергетики страны, повышая эффективность, для чего сегодня есть все условия, и обеспечить ее экспорт за рубеж в сочетании с водородом, продукцией газо-нефтехимии, топливными пеллетами. Эти и другие инновационные предложения должны найти свое отражение в Энергетической стратегии страны до 2050 г.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сравнение характеристик распределенных и централизованных схем энергоснабжения / Зайченко В.М., Чернявский А.А. // Промышленная энергетика. 2016. № 1. С. 2–8.
2. Концепция развития распределенной энергетики в России / Батенин В.М., Зайченко В.М., Леонтьев А.И., Чернявский А.А. // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2017. № 1. С. 3–8.
3. Создание систем гарантированного энергообеспечения с использованием комбинированных источников энергии / Зайченко В.М., Чернявский А.А. // Энергетическая политика. 2020. № 10 (152). С. 90–103.
4. Глобальный отчет состояния возобновляемой энергетики 2016. Renewable Energy Policy Network for the 21st century – REN21. 2017. www.ren21.net/gsr
5. Альтернативные амбиции: особый путь России к ВИЭ / Карыгина Е. // Энергетическая политика. 2020. № 3 (145). С. 54–63.
6. *Фортв В.Е., Попель О.С.* Энергетика в современном мире. Долгопрудный: изд. дом “Интеллект”, 2011. 168 с., ил.
7. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. Утв. Распоряжением Правительства РФ от 09.06.2017 № 1209-р.
8. Конференция по климату в Париже (COP21). Википедия. 2015.
9. Инфраструктурные накопители в энергетике / Бушуев В.В., Новиков Н.Л. // Энергетическая политика. 2020. № 10 (152). С. 74–89.
10. *Зайченко В.М., Чернявский А.А.* Автономные системы энергоснабжения. М.: ООО “Издательский дом “НЕДРА”, 2015. 285 с., ил. ISBN 978-5-8365-0458
11. *Батенин В.М., Бессмертный А.В., Зайченко В.М. и др.* Термические методы переработки древесины и торфа в энергетических целях. 2010. www.elibrary.ru.
12. *Батенин В.М., Зайченко В.М., Косов В.Ф. и др.* Пиролитическая конверсия биомассы в газообразное топливо // М.: Наука, 2012. Т. 446. № 2. С. 179. ISSN 0869–3652
13. *Larina O.M., Zaichenko V.M.* Energy production from Chicken Manure by Pyrolysis and Torrefaction // Proceedings of the 25th European Biomass Conference and Exhibition EUBCE-2017. Stockholm, Sweden. 2017. P. 1205–1209.
14. *Larina O.M., Sinelschikov V.A., Sitchev G.A.* Comparison of Thermal Conversion Methods of Different Biomass Types into Gaseous Fuel // Journal of Physics Conference Series. 2016. V. 774/012137. doi.101088/1742-6596/77 4/1/012137
15. *Директор Л.Б., Зайченко В.М., Исьемин Р.Л., Чернявский А.А., Шевченко А.Л.* Сравнение эффективности реакторов низкотемпературного пиролиза биомассы // Теплоэнергетика. 2020. № 5. С. 60–69.
16. Патент РФ № 2359007 – Способ получения углеводородного топлива, технического водорода и углеродных материалов из биомассы. 2008.

17. Патент РФ № 2378319 – Способ получения углеводородного топлива и углеродных материалов из биомассы. 2008.
18. Патент РФ № 2380395 – Способ пиролизной переработки биомассы. 2010.
19. Патент РФ № 2698829 – Установка пиролитической переработки твердых углеродсодержащих материалов. 2019.
20. Патент РФ № 136799 – Комплекс энерготехнологический многофункциональный переработки биомассы. 2013.
21. Патент РФ № 136801 – Энергетический комплекс с торрефикатором биомассы. 2013.
22. Патент РФ № 161775 – Установка торрефикации гранулированной биомассы. 2016.
23. Патент РФ № 169133 – Реактор торрефикации. 2017.
24. Патент РФ № 175131 – Реактор для термической торрефикации биомассы. 2017.
25. Обзор российского ветроэнергетического рынка и рейтинга регионов России за 2019 год. СПб.: Российская ассоциация ветроиндустрии – Московская школа управления Сколково, 2020. 76 с., ил.
26. Отрасль ВИЭ в России поставила в 2020 г. сразу несколько рекордов / Жихарев А. // Энергетика и промышленность России. 2020. № 23 (403).
27. Россия может остаться за бортом энергоперехода / Восканян Е. // Энергетика и промышленность России. 2020. № 23 (403).
28. Традиционная энергетика потеряет 20 трл. долларов из-за возобновляемых источников энергии. EEnergy Media / Electrovesty.net, июль, 2018.
29. Сектор ВИЭ наращивает мощность на фоне кризиса сырьевого рынка / Газета “Коммерсантъ”. 2022. № 81. www.kommersant.ru

Development of “Green” Energy in Russia

V. M. Batenin^a, V. M. Zaichenko^{a, *}, and A. A. Chernyavsky^a

^a*Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences (JIHT RAS), Moscow, Russia*

^{*}*e-mail: zaitch@oivtran.ru*

The article presents the main factors influencing the country’s transition to a “green” energy, as opposed to the energy, the development of which is accompanied by large-scale environmental pollution, as well as the accumulation of a significant amount of production and consumption waste. The results of comparative calculations of the main parameters for traditional and non-traditional power plants for the conditions of Russia are considered. The comparison was made for nuclear power plants, thermal power plants operating on coal and on natural gas; hydroelectric power station; as well as network wind farms and solar power plants – without accumulation. It is shown that a promising direction in the construction of wind and solar power plants, as well as other generating facilities based on RES, is to cover the own energy needs of various enterprises and organizations. The proposed direction of energy development is promising and economically beneficial also due to the fact that biomass in our country is one of the most common types of renewable energy sources. About 48% of the world’s peat reserves and 23–24% of timber are concentrated in Russia, as well as huge amounts of agricultural waste. The article proposes effective technical solutions in the field of energy use of biomass. It is shown that for Russia a promising direction for the modernization of the existing energy supply system is the combined use of various types of renewable energy sources and local bioenergy resources that complement each other and provide guaranteed energy supply to consumers while minimizing the required investments.

Keywords: carbon neutral energy, CO₂ reduction, biofuels, waste management, distributed energy, renewable energy, green energy

УДК 621.311.16

КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЯ ЭТАПОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ КРУПНОМАСШТАБНЫХ ПОДЗЕМНЫХ АККУМУЛЯТОРОВ ГАЗООБРАЗНЫХ И ЖИДКИХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

© 2023 г. В. А. Казарян*

*Общество с ограниченной ответственностью “Газпром геотехнологии”
(ООО “Газпром геотехнологии”), Москва, Россия*

**e-mail: v.kazaryan@gazpromgeotech.ru*

Поступила в редакцию 14.03.2023 г.

После доработки 18.04.2023 г.

Принята к публикации 21.04.2023 г.

Рассматриваются актуальные вопросы, связанные со снижением капитальных затрат и эксплуатационных расходов крупномасштабных подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей путем коммерциализации этапов их строительства и эксплуатации. Показано, что при строительстве подземных аккумуляторов образованный строительный рассол, являющийся отходом производства, может являться сырьем для производства продуктов, имеющих высокую потребительскую ценность для экономики страны. Представлены технологические схемы производства полезных для экономики продуктов в кооперации с процессом сооружения подземных резервуаров в отложениях каменной соли и эксплуатации подземного аккумулятора природного газа. Все технологические схемы разработаны на основе высокоэффективных производств по выпуску поваренной и технической соли, кальцинированной соды, хлора, стекла, водорода (метано-водородной смеси), аммиака, карбамида. Показано, что при реализации разработанных схем кооперации технологических комплексов по производству продуктов, необходимых и полезных для экономики страны, существенно снижаются суммарные капитальные затраты, эксплуатационные расходы и, следовательно, себестоимость выпускаемого продукта.

Ключевые слова: подземные аккумуляторы, коммерциализация, природный газ, хлор, водород, кальцинированная сода, карбамид, кооперация производства

DOI: 10.31857/S0002331023040052, **EDN:** YKVHUK

В настоящее время в сложившейся структуре промышленности и сельского хозяйства топливно-энергетический комплекс остается ключевым звеном экономической системы нашего государства. Поэтому обеспечение устойчивого и надежного функционирования топливно-энергетического комплекса страны является необходимым условием энергетической безопасности как отдельных регионов, так и государства в целом.

В топливно-энергетическом комплексе России суммарная доля природного газа и нефти, а также продуктов их переработки в производстве первичных энергоресурсов составляет около 80%. При этом неравномерный характер потребления газообразных и жидких энергоносителей в условиях Российской Федерации объективно обусловлен географической разобщенностью районов добычи, переработки и использования энергоносителей. Надежность поставок энергоносителей при такой неравномерности обеспечивается за счет использования крупномасштабных подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей. В наибольшей степени этим условиям отве-

чают подземные крупномасштабные аккумуляторы, создаваемые в пористых, проницаемых горных породах (для природного газа) и в отложениях каменной соли (для газообразных и жидких углеводородов), которые обеспечивают лучшую защиту окружающей среды от вредного воздействия газонефтепродуктов, имеют высокую пожаровзрывобезопасность и защищенность от воздействия всех видов современного оружия.

В данной работе рассматривается коммерциализация этапов строительства и эксплуатации подземных крупномасштабных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей, сооружаемых в отложениях каменной соли.

Подземные крупномасштабные аккумуляторы для хранения газообразных и жидких энергоносителей являются дорогостоящими энергетическими объектами, требующими уменьшения капитальных и эксплуатационных затрат при их строительстве и эксплуатации. Естественно, для этого первоначально необходимо постоянно разрабатывать новые инновационные технологии и усовершенствовать существующие по этапам строительства и эксплуатации подземных аккумуляторов. Учитывая горно-геологические условия площадки строительства подземного аккумулятора, разработка новых инновационных технологий или усовершенствование существующих имеют свой предел.

Вторым направлением повышения экономических показателей этапов строительства и эксплуатации подземных крупномасштабных аккумуляторов газов и жидкостей является использование их технологических особенностей для коммерциализации с получением продуктов, необходимых для экономики страны и с высокой добавленной стоимостью.

Коммерциализации подлежит этап строительства подземного аккумулятора, создаваемого в отложениях каменной соли. В данном случае коммерциализации подлежит технологический процесс утилизации строительного рассола. Коммерциализацию можно осуществлять путем переработки рассола с организацией производств: поваренной и технической соли, кальцинированной соды, хлора, стекла.

На этапе эксплуатации коммерциализации подлежит природный газ, находящийся в подземных аккумуляторах. В результате реализации процесса коммерциализации этапа эксплуатации подземного аккумулятора природного газа можно организовать производство с получением: водорода (метано-водородная смесь), аммиака, карбамида (мочевина).

Рассол (строительный рассол) – раствор хлорида натрия производится при строительстве подземных выработок-емкостей подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей. Производимый рассол при строительстве подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей является отходом производства (этапа строительства), который необходимо удалять со строительной площадки и утилизировать.

Удаление и утилизация рассола, полученного в ходе строительства выработки-емкости, возможны несколькими способами: передача на рассолопотребляющие предприятия, сброс в поверхностные акватории и закачка в глубокие водоносные горизонты. В числе перечисленных способов наиболее распространенным в России является захоронение в водоносные пласты. Этот вариант технологической схемы, как наиболее часто встречающийся, можно считать основным или типовым при строительстве подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей, представлен на рис. 1. Для сооружения подземных выработок-емкостей (13), путем растворения каменной соли, источником пресной воды являются подземные водоносные горизонты (1) или поверхностные водоемы (2). При помощи насосной станции (3) пресная вода подается в подземные выработки-емкости. Образованный строительный рассол по трубопроводу (8) направляется в узел подготовки рассола к транспорту (9). Далее строительный рассол при помощи насосной станции (10) закачивается через скважину (12) в глубокие водоносные горизонты или передается на солепроизводимое предприятие (11). В процессе строительства при помощи системы подачи нерастворителя (4, 5) строго поддерживается уровень нерастворителя в выработке-емкости.

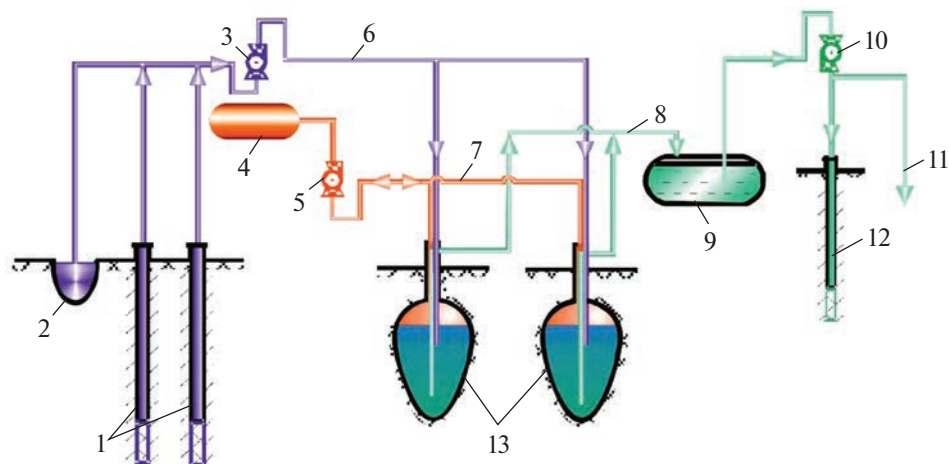


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема строительства выработки-емкости подземного аккумулятора в каменной соли: 1, 2 – варианты водозабора из подземных источников или поверхностных водоемов; 3 – насосная станция для перекачки воды; 4 – резервуар для хранения нерастворителя; 5 – насосная станция для перекачки нерастворителя; 6 – трубопровод технической воды; 7 – трубопровод нерастворителя; 8 – рассолопровод; 9 – узел подготовки рассола к транспорту; 10 – насосная станция для перекачки рассола; 11, 12 – варианты удаления рассола: передача на солепроизводящее предприятие или сброс в глубокие водоносные горизонты; 13 – подземные резервуары.

Для применения способа удаления строительного рассола путем его закачки в подземные водоносные горизонты необходимо соорудить полигон подземного захоронения. Полигон подземного захоронения строительного рассола – сложный комплекс, включающий в себя участок недр, подземные и поверхностные сооружения.

Затраты на строительство и эксплуатацию полигона по захоронению строительного рассола составляют 25–30% от суммарных затрат по строительству подземного аккумулятора.

Самый простой способ удаления рассола со строительной площадки – это сброс в поверхностные акватории (соляные озера, реки, моря). Этот метод не требует больших затрат ни в стадии строительства и ни в стадии эксплуатации сопутствующих объектов. Однако данный способ удаления строительного рассола требует очень внимательного наблюдения за загрязнением окружающей среды.

Экономически целесообразным способом удаления рассола является передача его на рассолопотребляющие предприятия.

Подготовка рассола к переработке (очистка рассола). Выбор метода очистки строительного рассола зависит от способа его удаления со строительной площадки, а также способа его использования (переработки).

Очистка рассола для удаления со строительной площадки и очистка рассола для переработки отличаются друг от друга. В частности, удаление рассола со строительной площадки путем закачки его в глубокие водоносные горизонты или при сбросе в поверхностные акватории не требуют проведения химической очистки. Достаточно очистить рассол из нерастворимых включений путем отстаивания.

В данном случае предусматривается очистку рассола произвести в две стадии. Первая стадия очистки рассола производится в подземных выработках-емкостях в процессе их строительства. Количество нерастворимых включений в каменной соли, в которых планируются строительства подземных резервуаров, может достигнуть 25%. В процессе строительства выработки нерастворимые включения за счет гравитации вы-

падают вниз, накапливаясь на дне выработки. Скорость процесса выпадения (отделения) нерастворимых частиц зависит от режима гидродинамического течения рассола в выработке, от ее объема, геологического строения и состава вмещающих подземную выработку горных пород.

Вторая стадия очистки рассола производится на территории технологического комплекса по переработке рассола на предприятии очистки рассола. На этой стадии кроме чистого гравитационного отстаивания производится также принудительная очистка рассола на специально созданном для этих целей оборудовании. На этой же стадии производится химическая очистка рассола.

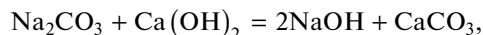
Строительный рассол из скважины по трубопроводу подается в дегазатор (отделитель), где происходит дегазация газообразного нерастворителя из рассола. Очищенный от нерастворителя рассол подается в песколовку, где происходит очистка рассола от твердых частиц и нефтепродуктов концентрацией до 10 г/л.

Следующим элементом очистного сооружения, куда направляется рассол после песколовки по трубопроводам, является отстойник. Отстойник предназначен для очистки строительного рассола от грубодисперсных примесей путем их оседания. Удаление осадка из отстойника производится по мере накопления необходимого количества осадков в иловой части отстойника.

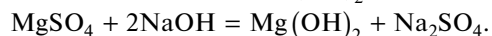
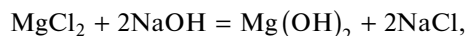
Рассол, очищенный от грубодисперсных примесей, из отстойника направляется в фильтр тонкой очистки и после этого в резервуар-накопитель.

Полученный рассол, кроме основного вещества хлорида натрия (NaCl), содержит примеси кальциевых и магниевых солей. Поэтому перед поступлением в производство (переработку) рассол подвергается очистке от этих солей. Для очистки рассола от кальциевых и магниевых солей готовится предварительно каустифицированный реактив путем смешения содового раствора и известкового молока.

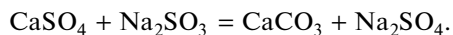
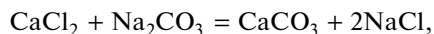
При этом протекает следующая реакция:



образующийся едкий натр вступает в реакцию с солями магния:



Сода, содержащаяся в реактиве, осаждает кальциевые соли по реакциям:



Если в комплексе переработки рассола существует производство хлора, тогда нет необходимости подготовки каустифицированного реактива. Его можно взять из завода по производству хлора, где при электролизе рассола получаем кроме хлора водород и каустическую соду (NaOH).

В отстойнике происходит очистка рассола от выпавших осадков солей кальция и магния (в виде труднорастворимых соединений гидроксида магния $\text{Mg}(\text{OH})_2$ и карбоната кальция CaCO_3) в нижней части отстойника. По мере насыщения осадка, называемого шламом, он уплотняется и периодически выводится из отстойника путем откачки центробежным насосом в наружный сборник шламовых вод.

Производство поваренной и технической соли. Исходным сырьем для производства поваренной и технической соли является строительный рассол, образованный в процессе подземного растворения каменной соли при сооружении резервуаров подземного аккумулятора газообразных или жидких энергоносителей. При строительстве подземных резервуаров в отложениях каменной соли, образованный рассол является отходом производства, требующий удаления со строительной площадки. Этот же рассол при производстве поваренной и технической соли является сырьем.

Строительный рассол из подземного резервуара по трубопроводу передается на завод по подготовке (очистке) рассола к переработке, где происходит очистка рассола от механических – нерастворимых включений и удаление ионов кальция и магния. Далее очищенный рассол направляется в резервуар-накопитель оперативного рассола. Резервуар-накопитель оперативного рассола размещается на территории завода очистки рассола. Из резервуара-накопителя очищенный рассол по рассолопроводу передается на солезавод, где происходит выпарка рассола с получением сухой поваренной или технической соли и пресной воды. Пресная вода по трубопроводу подается в резервуар-накопитель пресной воды, который находится на территории строящегося подземного аккумулятора. Далее эта вода используется в процессе подземного растворения каменной соли, таким образом удешевляя стоимость строительства подземного резервуара.

Схема кооперации производства поваренной и технической соли в составе технологического комплекса по подготовке рассола к переработке при строительстве подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей в отложениях каменной соли представлена на рис. 2.

Предлагаемая технология использования строительного рассола в качестве сырья для производства поваренной и технической соли дает существенное технологическое, экономическое и экологическое преимущество по сравнению с существующими способами производства поваренной и технической соли, когда специально создается рассолопромысел для добычи рассола.

Перечислим основные преимущества при использовании предлагаемой технологии производства поваренной и технической соли:

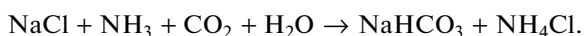
1. Исключается необходимость строительства рассолопромысла.
2. При строительстве подземного аккумулятора исключается необходимость сооружения полигона подземного захоронения строительного рассола.
3. Появляется возможность использования пресной воды, образованной в выпарных установках, для процесса растворения каменной соли.
4. Существенно упрощается проведение экологического мониторинга производства поваренной и технической соли (отсутствуют на территории солезавода производство очистки рассола и хранилище рассола).
5. Возможность подачи природного газа на солезавод из двух источников (магистральный газопровод, подземный аккумулятор газа) существенно повышает надежность снабжения производства топливом.

Использование природного газа в качестве топлива, возврат пресной воды в процесс растворения каменной соли, снабжение солезавода очищенным рассолом позволяют значительно снизить (до 30–35%) себестоимость производимой поваренной и технической соли.

Производство кальцинированной соды. Кальцинированная сода (Na_2CO_3) применяется главным образом в производстве стекла и химикатов. Около половины производимой кальцинированной соды идет на изготовление стекла, около 25% – на производство химикатов, 13% – мыла и моющих средств, 11% – употребляется на такие цели как изготовление целлюлозы и бумаги, рафинирование металлов и нефти, дубление кожи и очистка воды, а остальное поступает в продажу.

Современный способ производства кальцинированной соды основан на методе насыщения рассола аммиаком и углекислым газом, с дальнейшей переработкой получающегося при этом осадка бикарбоната на кальцинированную соду посредством простого прокаливания (способ Сольве).

Процесс получения кальцинированной соды можно изобразить следующими образом. В насыщенный рассол пропускаются газообразные аммиак и диоксид углерода.



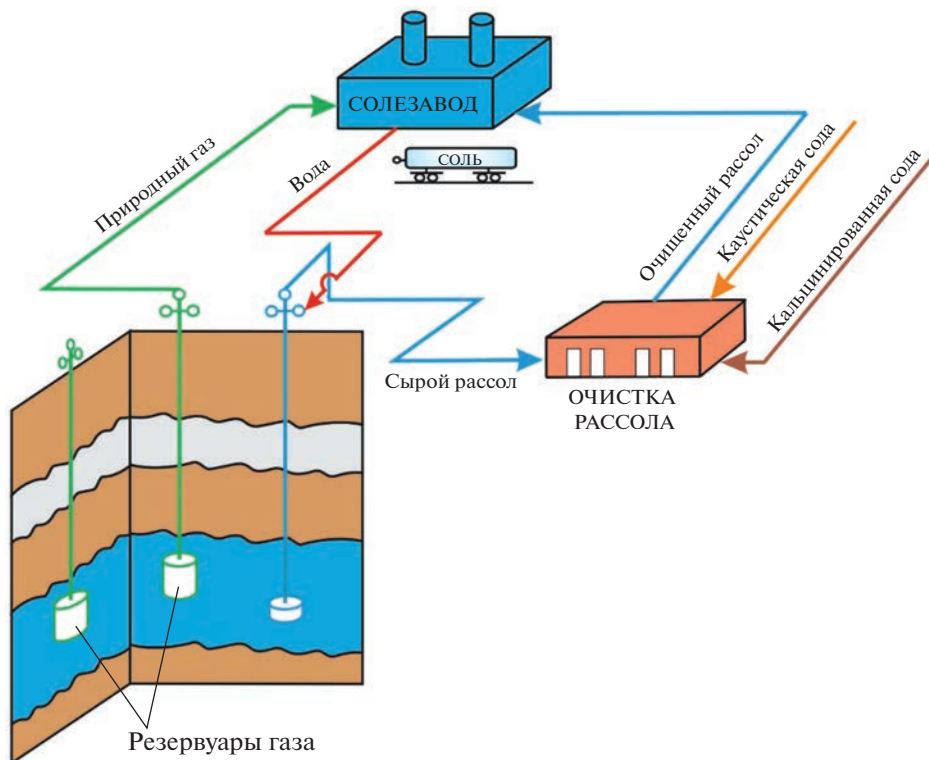
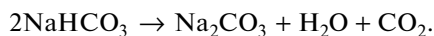
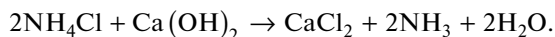


Рис. 2. Схема кооперации производства поваренной и технической соли в составе технологического комплекса по подготовке рассола к переработке при сооружении подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей в отложениях каменной соли.

Далее гидрокарбонат натрия (NaHCO_3) кальцинируется (обезвоживается) при температуре $140\text{--}160^\circ\text{C}$, в результате получается карбонат натрия (Na_2CO_3) или кальцинированная сода.



Диоксид углерода (CO_2) возвращается в производственный цикл. Хлорид аммония (NH_4Cl) обрабатывается гидроксидом кальция ($\text{Ca}(\text{OH})_2$).



Аммиак (NH_3) также возвращается в производственный цикл. Отходом производства является хлорид кальция (CaCl_2).

Рентабельность производства кальцинированной соды (Na_2CO_3) определяется главным образом стоимостью основных видов сырья и топлива, в частности, соли, известняка (или мела), аммиачной воды, источника тепла (уголь, нефтепродукт или природный газ). В виду значительных расходных величин указанных продуктов, содовые заводы строятся обычно вблизи источников этих продуктов, чтобы стоимость транспорта сырьевых материалов не ложилась тяжелым накладным расходом на стоимость их добычи.

В аммиачном способе производства кальцинированной соды применяют не твердую (каменную) соль, а рассол, что является большим преимуществом, так как добыча

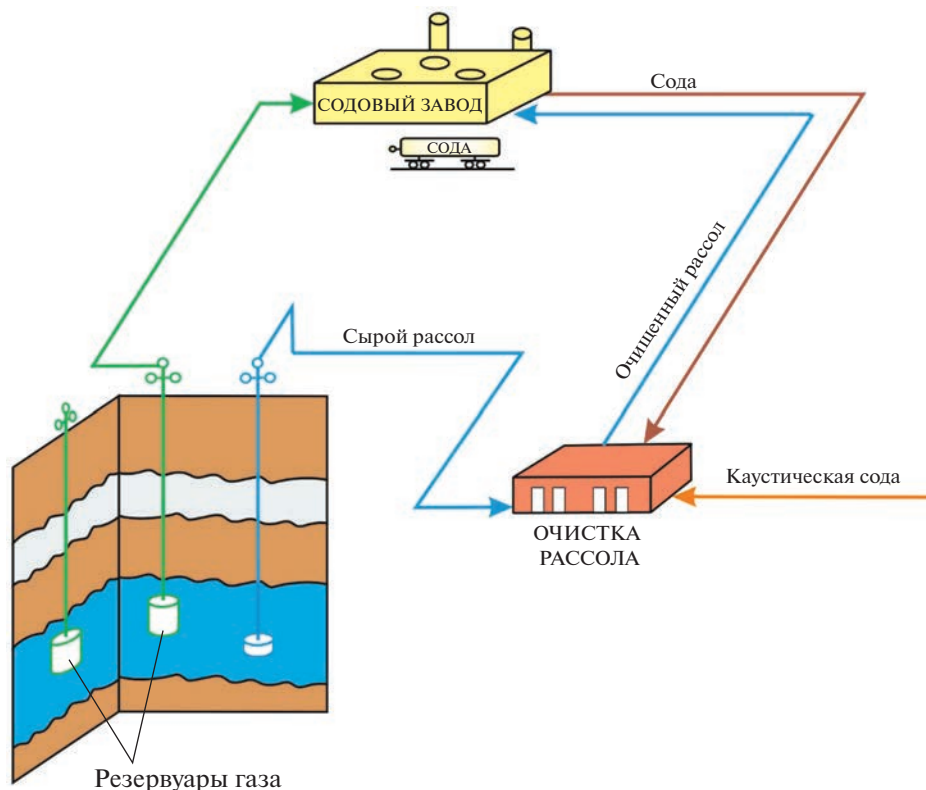


Рис. 3. Схема кооперации производства кальцинированной соды в составе технологического комплекса по подготовке рассола к переработке при сооружении подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей в отложениях каменной соли.

рассола путем подземного растворения каменной соли водой значительно дешевле добычи твердой соли обычным шахтным способом.

В предлагаемой технологии рассол является отходом производства при сооружении подземных резервуаров для аккумуляции газообразных или жидких энергоносителей. Для производства кальцинированной соды рассол является основным сырьевым продуктом. Расположение данного производства вблизи строящегося подземного аккумулятора и завода по очистке рассола позволят минимизировать транспортные расходы рассола.

Схема кооперации производства кальцинированной соды в составе технологического комплекса по подготовке рассола к переработке при строительстве подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей в отложениях каменной соли представлена на рис. 3.

Рассол при подземном растворении каменной соли имеет температуру порядка 15°C . При этой температуре насыщенный раствор содержит около 317 г/л NaCl . Однако получить насыщенный рассол довольно трудно. Необходимо иметь большую поверхность растворения, которая достигается тогда, когда объем подземной выработки становится больше $40\text{--}50\text{ тыс. м}^3$. В этом случае можно получить рассол с концентрацией $310\text{--}312\text{ г/л}$ при расходе воды $50\text{ м}^3/\text{ч}$.

В соответствии с разработанной технологической схемой очищенный рассол с концентрацией $310\text{--}312\text{ г/л}$ по трубопроводу с завода подготовки рассола подается на содо-

вый завод. В предлагаемом способе производства соды очистка рассола, включая химическую, производится централизованно на заводе подготовки рассола к переработке. Там же имеется централизованный склад по хранению оперативного запаса рассола.

Вторым основным сырьевым материалом для производства соды служит известняк или мел. Более предпочтительным сырьем является известняк. Недостатком мела является его пористая порода, он легко впитывает влагу, нарушающую нормальный ход обжига его в известковых печах. Добыча известняка и мела ведется в карьерах в большинстве случаев методом открытых разработок.

Вспомогательными материалами при производстве кальцинированной соды являются: аммиак, топливо, вода и водяной пар.

В производстве соды аммиак после регенерации возвращается обратно в производственный цикл. Неизбежные при этом потери компенсируются введением аммиачной воды.

В производстве кальцинированной соды топливо применяют в известковых печах при получении извести и в содовых печах при кальцинации бикарбоната натрия. В качестве топлива в предлагаемой технологии комплексной переработки рассола при сооружении подземных аккумуляторов газообразных и жидких продуктов в отложениях каменной соли используется природный газ. Природный газ подается по трубопроводам из подземного аккумулятора газа. Наличие подземного аккумулятора газа повышает эксплуатационную надежность содового завода.

Кооперация производства кальцинированной соды со строительством подземных аккумуляторов при централизованной очистке строительного рассола позволит снизить себестоимость выпускаемой продукции до 25–30%.

Производство стекла. Стекло получается из многокомпонентной сырьевой смеси, в состав которой входят стеклообразующие компоненты и добавки, регулирующие его свойства.

К основным стеклообразующим компонентам относятся: кварцевый песок, окись натрия, доломит, известняк (мел), окись калия (поташ).

Окись натрия Na_2O — одна из основных частей стекла. Она ускоряет стеклообразование и понижает температуру варки стекла, повышает коэффициент термического расширения. Окись натрия вводят в стекломассу в виде кальцинированной соды. Кальцинированная сода (Na_2CO_3) представляет собой белый порошок, который при нагревании разлагается на Na_2O и CO_2 , причем Na_2O (примерно 58.5%) переходит в стекломассу, а CO_2 (оставшиеся 41.5%) улетучивается в атмосферу печи.

Технология производства стекломассы предполагает использование материалов примерно в следующем пропорциональном соотношении: 68–70% — кварцевый песок, 28–30% — кальцинированная сода и известняк.

При данной технологической схеме производства стекла такое количество кальцинированной соды подается по линии кооперации из содового завода, расположенного территориально на одной площадке (на единой площадке технологического комплекса по переработке рассола). Транспортировка кальцинированной соды с содового завода до стекольного осуществляется при помощи ленточного транспортера. Таким образом, транспортные расходы доведены до минимума.

Схема кооперации стекольного производства в составе технологического комплекса по производству кальцинированной соды при строительстве подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей в отложениях каменной соли представлена на рис. 4.

Также в данной технологической схеме предлагается улавливать из дымовых газов печи CO_2 (существуют много известных способов) и направлять на производство кальцинированной соды для карбонизации аммонизированного рассола.

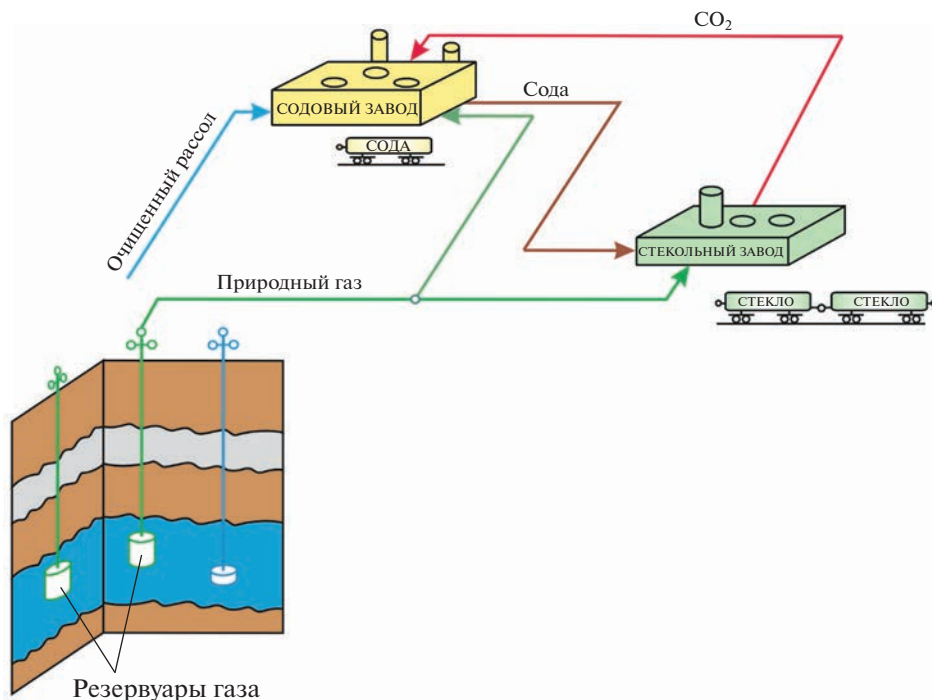


Рис. 4. Схема кооперации стекольного производства в составе технологических комплексов по производству кальцинированной соды и очистки строительного рассола при сооружении подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей в отложениях каменной соли.

Оксид калия K_2O выполняет ту же функцию, что и оксид натрия, повышает вязкость стекла и коэффициент термического расширения. В основном его используют вместо окиси натрия при производстве сортовых, в особенности хрустальных стекол.

В качестве сырьевых материалов для ввода окиси калия в стекло используют в основном кальцинированный поташ K_2CO_3 – порошок желтого цвета. При нагревании поташ разлагается, причем K_2O (68.2%) переходит в стекломассу, а CO_2 (31.8%) улетучивается в атмосферу.

Также как и в случае разложения кальцинированной соды, предлагается образованный CO_2 при разложении поташа улавливать из дымовых газов печи и направлять на производство кальцинированной соды.

Поташ получают известным способом путем химической переработки главным образом из минералов, содержащих хлористый калий и двойную углекислую соль калия и магния $K_2CO_3 \cdot MgCO_3$.

Таким образом, в данной технологии стекольное производство связано с двумя производственными объектами – производством кальцинированной соды и подземным аккумулятором энергоносителя. Такая кооперация дает существенное технологическое, экономическое и экологическое преимущество по сравнению с существующим способом, когда стекольное производство расположено далеко от основных источников сырья и топлива.

Перечислим основные преимущества такой кооперации:

1. Экологические, приводящие к экономии эксплуатационных средств:
 - углекислый газ не выбрасывается в атмосферу, а передается на содовый завод;

– в качестве топлива используется природный газ.

2. Технологические, приводящие к экономии эксплуатационных средств:

– подача кальцинированной соды на стекольный завод ленточным транспортером;
– подача природного газа из подземного аккумулятора или газопровода, находящихся на производственной площадке технологического комплекса.

Кооперация стекольного производства в составе технологических комплексов по производству кальцинированной соды и очистки строительного рассола при сооружении подземных аккумуляторов позволит снизить себестоимость выпускаемого стекла до 30–35%.

Производство хлора. Электролитическое производство хлора в настоящее время считается одной из ведущих отраслей химической промышленности. Сырьем для электролиза служит хлорид натрия в виде раствора каменной соли (рассол). Рассол должен иметь концентрацию соли 310–315 г/л, чтобы обеспечить более низкий потенциал разряда ионов при электролизе.

Применяют три варианта технологического процесса электролиза рассола: электролиз с твердым железным катодом (диафрагменный метод), электролиз с жидким ртутным катодом (ртутный метод) и мембранный метод.

При электролизе водных растворов хлорида натрия (рассола) получают хлор, водород и едкий натр (каустическая сода – NaOH).



В среднем на 1 т вырабатываемого хлора приходится 1,2 т каустика.

Схема кооперации хлорного производства в составе технологического комплекса по переработке рассола с получением кальцинированной соды при сооружении подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей приводится на рис. 5.

Хлор при атмосферном давлении и обычной температуре – газ желто-зеленого цвета с удушливым запахом. При атмосферном давлении температура кипения составляет минус 33,6°C, температура замерзания минус 102°C. Хлор растворяется в воде, органических растворителях и обладает высокой химической активностью.

В процессе электролиза на аноде идет образование хлора, а на катоде – водорода и едкого натра.

Производство хлора и сопутствующих продуктов (водород и едкий натр – каустическая сода) в кооперации в составе технологического комплекса по переработке рассола при сооружении подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей в отложениях каменной соли дает существенное технологическое, экономическое и экологическое преимущество. Такими преимуществами являются:

1. Отсутствие производства очистки рассола непосредственно на заводе хлорного производства, а также отсутствие хранилищ рассола.

2. Низкая себестоимость выпускаемой продукции из-за отсутствия этапа очистки и хранения рассола непосредственно на заводе по производству хлора.

3. Пониженная экологическая нагрузка на окружающую среду за счет централизации очистки рассола.

Кооперация хлорного производства в составе технологического комплекса по подготовке строительного рассола к переработке при сооружении подземных аккумуляторов позволит снизить себестоимость выпускаемого хлора до 20%.

Выше рассмотрены, в отдельности, технологические схемы коммерциализации этапа строительства подземного аккумулятора путем переработки строительного рассола с получением поваренной и технической соли, кальцинированной соды, хлора, стекла.

Как показано, производство перечисленных продуктов осуществляется не в отдельности каждое по себе самостоятельно, а в кооперации между собой, что дает существенное технологическое, экономическое, экологическое и социальное преимущество по сравнению с существующими способами переработки рассола.

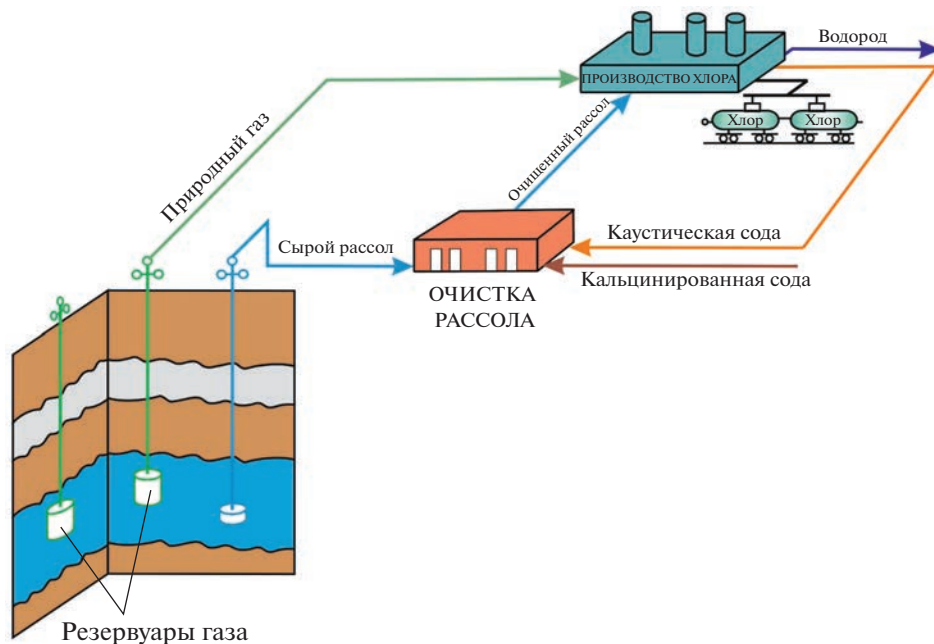


Рис. 5. Схема кооперации хлорного производства в составе технологического комплекса по подготовке рассола к переработке при сооружении подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей в отложениях каменной соли.

Коммерциализация этапа строительства подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей позволила организовать производства: очищенного рассола, поваренной и технической соли, кальцинированной соды, хлора и стекла (рис. 6). Кооперация вышеуказанных производств между собой и с созданием подземных аккумуляторов в отложениях каменной соли дает следующее преимущество:

1. Использование строительного рассола, являющегося отходом производства, в качестве сырья для производства вышеуказанных продуктов.

2. Централизация очистки рассола, которая позволит существенно уменьшить капитальные и эксплуатационные расходы отдельно взятых производств, а также значительно уменьшить экологическую нагрузку на окружающую среду.

3. Кооперация шести самостоятельных производств позволит:

- использовать образованную на солезаводе в результате выпаривания рассола воду в качестве растворителя при сооружении подземных выработок-емкостей;

- существенно уменьшить расходы на транспортировку сырья и топлива (сырой рассол, природный газ), а также готовую продукцию, используемую для собственных нужд (очищенный рассол, кальцинированная сода, углекислый газ);

- снизить капитальные затраты за счет централизации производства подготовки рассола (очистка рассола) к переработке и его хранения в одном месте, уменьшения количества земельных угодий за счет сокращения количества и размеров полос отчуждения.

4. Оптимизация количества и объема складских помещений для главного сырьевого продукта рассола за счет создания централизованного хранилища очищенного рассола на территории предприятия по подготовке рассола к переработке.

5. Снижение себестоимости выпускаемой продукции всеми предприятиями технологического комплекса за счет кооперации между собой.

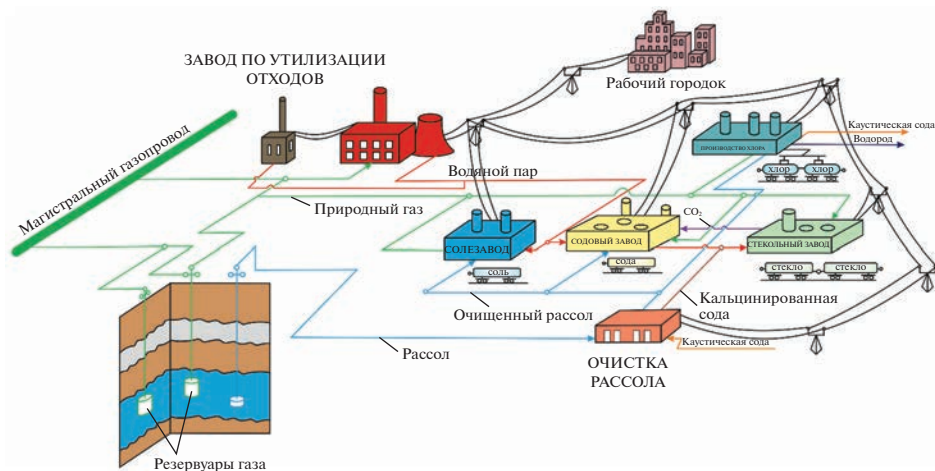


Рис. 6. Схема кооперации технологических комплексов по производству очищенного рассола, поваренной и технической соли, кальцинированной соды, хлора и стекла при сооружении подземных аккумуляторов газообразных и жидких энергоносителей в отложениях каменной соли.

6. Оптимизация расходов социального блока, улучшение жизненного пространства за счет строительства единого рабочего городка для всех шести производств.

Коммерциализация этапа эксплуатации подземных аккумуляторов природного газа. В процессе эксплуатации подземного аккумулятора природного газа все топливопотребляющие предприятия, которые находятся в зоне обслуживания подземного аккумулятора, обеспечены энергоносителем. Природный газ постоянно в необходимом количестве, качестве, давлении и температуре находится в подземном аккумуляторе.

Коммерциализация этапа эксплуатации подземного аккумулятора позволяет создание технологий, которые повышают эффективность эксплуатации самого аккумулятора и расширяют сферу применения природного газа путем получения продукции, необходимой для экономики страны, благодаря внедрению инновационных технологий по рациональному использованию природного газа.

Среди технологий, основанных на инновационных решениях по переработке природного газа, являются: производство водорода (метано-водородной смеси), аммиака, карбамида (мочевины).

Комплекс по производству водорода (метано-водородной смеси). На рис. 7 представлена схема кооперации технологических комплексов по производству, хранению и использованию водорода (метано-водородная смесь) при эксплуатации подземного аккумулятора природного газа.

Объединенный технологический комплекс состоит из следующих объектов:

- подземного аккумулятора природного газа;
- подземного аккумулятора метано-водородной смеси (водорода);
- системы по хранению и захоронению диоксида углерода;
- блока по производству тепловой или электрической энергии;
- блока по производству метано-водородной смеси;
- мембранного устройства по разделению метано-водородной смеси;
- промышленных предприятий, использующих водород (метано-водородную смесь).

Подземный аккумулятор природного газа. Количество подземных резервуаров в аккумуляторе зависит от объема хранимого природного газа. Подземные резервуары строятся методом подземного растворения каменной соли через буровые скважины.

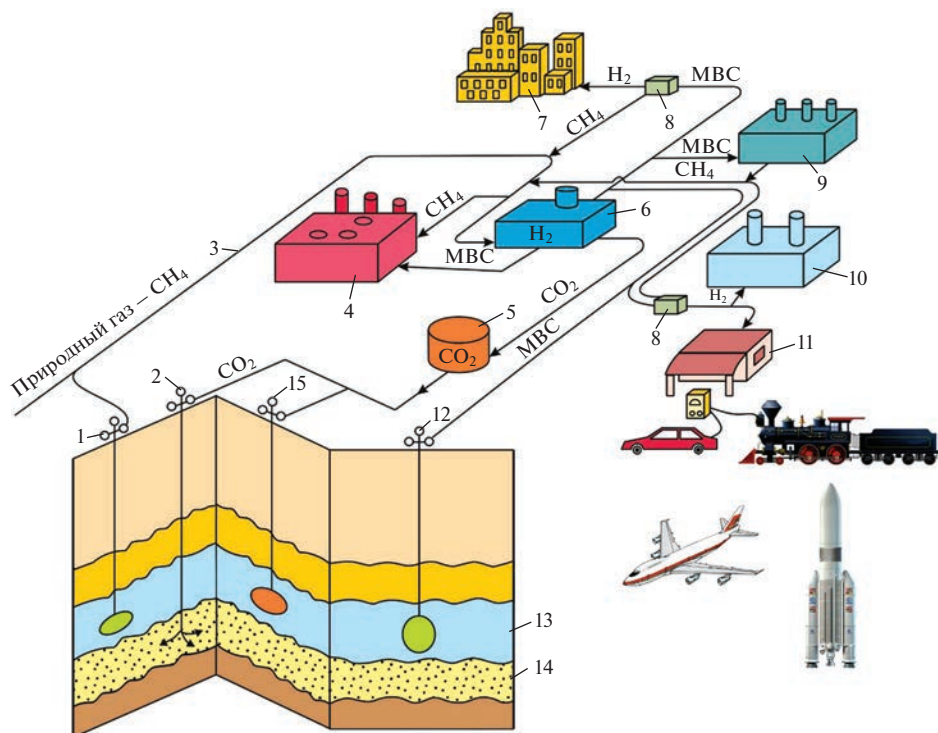


Рис. 7. Схема кооперации технологических комплексов по производству, хранению и использованию водорода (метано-водородная смесь) при эксплуатации подземного аккумулятора природного газа: 1 – скважина подземного аккумулятора природного газа; 2 – скважина для закачки углекислого газа; 3 – газопровод природного газа; 4 – теплоэлектростанция; 5 – компрессорная CO_2 ; 6 – блок по производству метано-водородной смеси (МВС); 7 – населенный пункт (город); 8 – мембранное устройство по разделению МВС на H_2 и CH_4 ; 9 – промышленное предприятие; 10 – газотурбинная установка по производству электроэнергии, работающая на водороде; 11 – заправочная станция; 12 – скважина подземного аккумулятора водородосодержащей смеси (водорода); 13 – пласт каменной соли; 14 – пласт для закачки углекислого газа; 15 – скважина подземного резервуара диоксида углерода.

Образованный строительный рассол подлежит утилизации или захоронению. Для создания подземного аккумулятора необходимо, чтобы выбранная строительная площадка имела возможность по обеспечению необходимым количеством растворителя и способность утилизации или захоронения строительного рассола.

В состав подземного аккумулятора входят следующие объекты: подземные резервуары, компрессорная станция и наземная система подготовки газа к транспортировке. Компрессорная станция работает только во время закачки природного газа в подземный аккумулятор. Отбор газа из аккумулятора осуществляется за счет энергии сжатого газа. Система подготовки газа к транспортировке состоит из системы дросселирования, осушки, подогрева и измерения газа, отправленного на станцию по производству метано-водородной смеси.

Блок по производству водорода (метано-водородной смеси). Блок по производству метано-водородной смеси является главным модулем комплекса по производству, хранению и распределению водорода и состоит из двух технологических комплексов. Первый технологический комплекс предназначен для выработки тепловой энергии с

целью подогрева природного газа и подготовки водяного пара. Источником энергии в данном комплексе может быть органический или ядерный теплоноситель.

Второй технологический комплекс, который предназначен для производства метано-водородной смеси (МВС) состоит из трех самостоятельных взаимосвязанных технологических блоков:

- конвертор по производству метано-водородной смеси;
- конденсатор для выделения водяного пара из метано-водородной смеси;
- разделительный блок по выделению CO_2 из метано-водородной смеси.

Конвертор по производству метано-водородной смеси является главным технологическим блоком во втором технологическом комплексе станции по производству метано-водородной смеси. Способ производства водорода в конверторе – паровая конверсия метана.

Конденсатор водяных паров является технологическим блоком стандартной конструкции. Его изготавливают и устанавливают для каждого конвертора индивидуально или его устанавливают для обслуживания группы конверторов. Данный вопрос решается в процессе проектирования станции по производству метано-водородной смеси.

Во втором технологическом комплексе станции по производству метано-водородной смеси самым сложным модулем является разделительный блок по выделению CO_2 из метано-водородной смеси.

В настоящее время существует хорошо разработанный способ выделения CO_2 из таких сложных по составу смесей. Абсорбционный метод, который широко применяется в промышленности. Можно и нужно провести исследовательские работы по применению мембранной технологии выделения CO_2 из метано-водородной смеси.

Устройство по выделению CO_2 из метано-водородной смеси расположено на территории блока (6) по производству метано-водородной смеси. Количество таких устройств не зависит от способа выделения CO_2 из метано-водородной смеси. Количество устройств по выделению CO_2 зависит от обоснования технико-экономической целесообразности всего модуля – конвертор совместно с устройством по выделению CO_2 и конденсатора для выделения водяного пара.

Такие устройства по выделению CO_2 можно установить для каждого конвертора по производству метано-водородной смеси индивидуально. Можно установить для группы конверторов одно устройство.

Кооперация производства водорода (метано-водородной смеси) с этапом эксплуатации подземного аккумулятора природного газа дает следующее преимущество:

- наличие необходимого количества, качества, давления и температуры природного газа, находящегося в подземном аккумуляторе;
- сокращаются расходы по транспортировке и доставке природного газа к блоку по производству водорода (метано-водородной смеси);
- сокращается объем работ по экологическому мониторингу окружающей среды.

Реализация кооперации производства водорода (метано-водородной смеси) с этапом эксплуатации подземного аккумулятора природного газа позволит снизить себестоимость производимого продукта до 15–20%.

Мембранное устройство по разделению метано-водородной смеси. Мембранное устройство (8) предназначено для разделения метано-водородной смеси на водород и метан. Данное устройство устанавливается у потребителя. Такое решение позволяет использовать существующий фонд газопроводов без изменения их конструкции. Так как использовать существующую сеть газопроводов без существенных изменений конструкции соединения труб, оборудования, компрессора и других элементов управления эксплуатации газопроводов возможно, если содержание водорода в метано-водородной смеси не превышает 20–30% по объему.

Выделившийся в мембранном модуле водород направляется потребителю (различные объекты, потребляющие водород), который принимает и использует его по назна-

чению. Вторая часть метано-водородной смеси, которая составляет 60%, является метаном (природным газом). Он по трубопроводу возвращается обратно в блок по производству МВС.

В настоящее время мембранные модули позволяют получить водород из метано-водородной смеси чистой до 99.5%. В этом случае стоимость водорода с указанной чистотой составит всего на 15–20% выше по сравнению со стоимостью метано-водородной смеси с содержанием 40% водорода и 60% метана, полученной непосредственно методом адиабатической конверсии метана.

Промышленные предприятия, использующие водород (метано-водородную смесь). На рис. 7 технологического комплекса по производству, хранению и распределению водорода указаны некоторые возможные объекты, где используется водород. В частности, населенный пункт (7) в качестве топлива, промышленное предприятие (9) в качестве топлива или сырья, газотурбинная установка (10) для выработки электроэнергии, теплоэлектростанция (4), заправочная станция (11).

Подземный аккумулятор метано-водородной смеси (водорода). Для регулирования неравномерности потребления водорода в комплексе по производству, хранению и распределению водорода предусмотрена скважина (12) для подземного аккумулятора метано-водородной смеси или водорода.

В предлагаемой технологии предусмотрено подземное аккумулирование чистого водорода и/или метано-водородной смеси с содержанием водорода до 40% по объему.

Подземные резервуары аккумулятора метано-водородной смеси создаются в отложениях каменной соли методом подземного растворения каменной соли через буровые скважины.

Кооперация процессов строительства и эксплуатации подземного аккумулятора водорода (метано-водородной смеси) с этапом эксплуатации подземного аккумулятора природного газа дает следующее преимущество:

- сокращается строительство водорассольного комплекса для сооружения подземного аккумулятора водорода (метано-водородной смеси);
- сокращается проведение геологоразведочных работ для поиска пресной воды и геологической структуры для создания подземного аккумулятора;
- сокращается комплекс работ и сооружений объектов экологического назначения, а также площадь полос отчуждения.

Реализация кооперации процессов строительства и эксплуатации подземного аккумулятора водорода (метано-водородной смеси) с этапом эксплуатации подземного аккумулятора природного газа позволит снизить капитальные затраты на 25–30%, а эксплуатационные расходы на 10–15%.

Система по хранению и захоронению диоксида углерода. В предлагаемой технологической схеме комплекса по производству, хранению и распределению водорода предусмотрена технология хранения и захоронения диоксида углерода, выделившегося из метано-водородной смеси непосредственно в блоке по производству метано-водородной смеси (6).

При производстве водорода (метано-водородной смеси) из природного газа методом адиабатической конверсии метана получается в виде балласта диоксида углерода. Количество диоксида углерода в метано-водородной смеси составляет около 12% по объему.

В настоящее время существует три способа захоронения углекислого газа – геологическое захоронение, захоронение на дне океана и карбонизация минералов. Из перечисленных способов два последних на сегодняшний день находятся на исследовательском этапе. Поэтому для захоронения углекислого газа в нашем случае также рассматриваем вариант геологического захоронения.

Диоксид углерода можно захоронить в глубокозалегающих пористых пластах, газовых и нефтяных месторождениях.

Сегмент захоронения диоксида углерода (рис. 7) состоит из компрессорной станции (5), скважины (2) для закачки диоксида углерода и пласта (14) для закачки диок-

сида углерода, который располагается под пластом (13) каменной соли. Диоксид углерода в пористом пласте (водоносном, газовом, нефтяном) может находиться как в газообразном, так и в жидком состоянии. Агрегатное состояние углекислого газа зависит от параметров его состояния (давления и температуры).

Хранение диоксида углерода можно осуществлять в подземных резервуарах (15), созданных в отложениях каменной соли. Подземный аккумулятор диоксида углерода можно построить в том же пласте каменной соли (13), где размещены подземные резервуары природного газа и водорода (метано-водородной смеси).

В мире существуют несколько примеров по трубопроводному транспорту водорода как в чистом виде, так и в смеси с углеводородами.

В предлагаемом комплексе по производству, хранению и распространению водорода, в основном, по трубопроводной сети транспортируется метано-водородная смесь и очень малое количество чистого водорода.

Проведенные исследования показали, что при объемном содержании водорода до 20–30% в смеси с природным газом существующие системы трубопроводного транспорта такого газа практически не требуют модернизации.

После блока по производству метано-водородной смеси (6) выходят два потока. Один поток – основной, составляет метано-водородная смесь, который направляется в водород потребляющим предприятиям (потребителям), а второй поток составляет диоксид углерода (CO_2). Далее CO_2 направляется в компрессорную станцию (5), где часть поступает в комплекс по производству карбамида, а остальная часть закачивается через скважину (2) в поглощающий пласт (14).

Кооперация системы хранения и захоронения диоксида углерода с производством и хранением водорода (метано-водородной смеси) при эксплуатации подземного аккумулятора природного газа дает следующее преимущество:

- наличие геологических структур для хранения и захоронения диоксида углерода;
- сокращается проведение геологоразведочных работ для поиска пресной воды и геологической структуры для создания подземного аккумулятора для хранения и поглощающего горизонта для захоронения диоксида углерода;
- сокращается строительство водорассольного комплекса для сооружения подземного аккумулятора диоксида углерода;
- сокращается комплекс работ по экологическому мониторингу окружающей среды.

Реализация кооперации системы хранения и захоронения диоксида углерода с производством и хранением водорода (метано-водородной смеси) при эксплуатации подземного аккумулятора природного газа позволит существенно снизить расходы на хранение (строительство и эксплуатация подземного аккумулятора) до 30–35% и на захоронение (в основном по части поиска поглощающего горизонта) до 20–25%.

Очищенная от водяного пара и диоксида углерода метано-водородная смесь (содержание водорода в смеси до 40%) направляется водород потребляющим предприятиям.

Перед потреблением метано-водородная смесь с помощью мембранных устройств (8) разделяется на чистый водород (H_2) и метан (CH_4). Метан (природный газ) обратно возвращается по трубопроводу на вход блока по производству метано-водородной смеси (6). Чистый водород (H_2) направляется к потребителю.

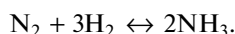
Радиус влияния комплекса составляет от 200 до 500 км. Радиус влияния зависит от объема потребления водорода, района размещения комплекса. Чем больше потребление водорода районом, тем больше производительность по водороду, следовательно, тем меньше будет радиус влияния. Таким образом, если район размещения малонаселенный, не развитой промышленности, тогда радиус влияния комплекса должен быть не менее 500 км. Если район размещения комплекса является промышленно развитым, много потребителей водорода, тогда радиус влияния комплекса можно уменьшить до 200 км.

Комплекс по производству аммиака и карбамида. При коммерциализации этапа эксплуатации подземного аккумулятора природного газа производится водород, который необхо-

дим для синтеза аммиака. Часть производимого водорода отправляется к внешнему потребителю. Оставшаяся часть водорода передается на завод по производству аммиака. Следовательно, нет необходимости на заводе по производству аммиака организовывать производство водорода. Поэтому часть эксплуатационных расходов завода, формирующих себестоимость производимого аммиака, сокращается. Таким образом, себестоимость аммиака существенно снижается при кооперации двух производств – водорода и аммиака.

На рис. 8 приводится схема кооперации технологических комплексов по производству аммиака, карбамида (мочевины) и водорода при эксплуатации подземного аккумулятора природного газа. Как видно из представленной технологической схемы, в комплексе по производству водорода размещены еще два завода. Заводы по производству аммиака (6) и карбамида (7). Полученный водород в химико-технологическом комплексе (4) по трубопроводу подается на завод по производству аммиака (6).

В соответствии прямого воздействия водорода и азота получается аммиак (NH_3).



Реакция происходит с выделением тепла и понижением объема.

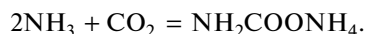
Азот получают из воздуха с применением существующих способов, освоенных промышленностью. Часть полученного аммиака направляется к внешнему потребителю. Оставшаяся часть передается на завод по производству карбамида (7).

Кооперация производства аммиака и водорода (метано-водородной смеси) при эксплуатации подземного аккумулятора природного газа дает следующее преимущество:

- исключает необходимость производства водорода непосредственно на заводе по производству аммиака и его приобретение на стороне;
- сокращается комплекс работ по экологическому мониторингу окружающей среды;
- наличие в достаточном количестве и качестве природного газа;
- сокращается объем капитального строительства.

Реализация кооперации производства аммиака и водорода (метано-водородной смеси) при эксплуатации подземного аккумулятора природного газа позволит снизить капитальные затраты на 15–20%, а эксплуатационные расходы – на 10–20%. Себестоимость выпускаемого аммиака снизится на 15–20%.

В промышленном масштабе карбамид (мочевина) производится только прямым синтезом из аммиака и диоксида углерода. Синтез карбамида протекает в две стадии: в первой стадии образуется карбамид аммония:



Во второй стадии в результате отщепления воды образуется карбамид:



Обе реакции проходят при температуре 185–200°C и давлении до 20 МПа.

Диоксид углерода получают по трубопроводу из химико-технологического комплекса по производству водорода (4).

Кооперация производства карбамида, аммиака и водорода (метано-водородной смеси) при эксплуатации подземного аккумулятора природного газа дает следующее преимущество:

- исключаются транспортные расходы по доставке аммиака из других (далеких) источников производства;
- исключается производство диоксида углерода непосредственно на заводе или приобретение из других источников производства;
- сокращается комплекс работ по экологическому мониторингу окружающей среды;
- сокращается объем капитального строительства.

Реализация кооперации производства карбамида, аммиака и водорода (метано-водородной смеси) при эксплуатации подземного аккумулятора природного газа позво-

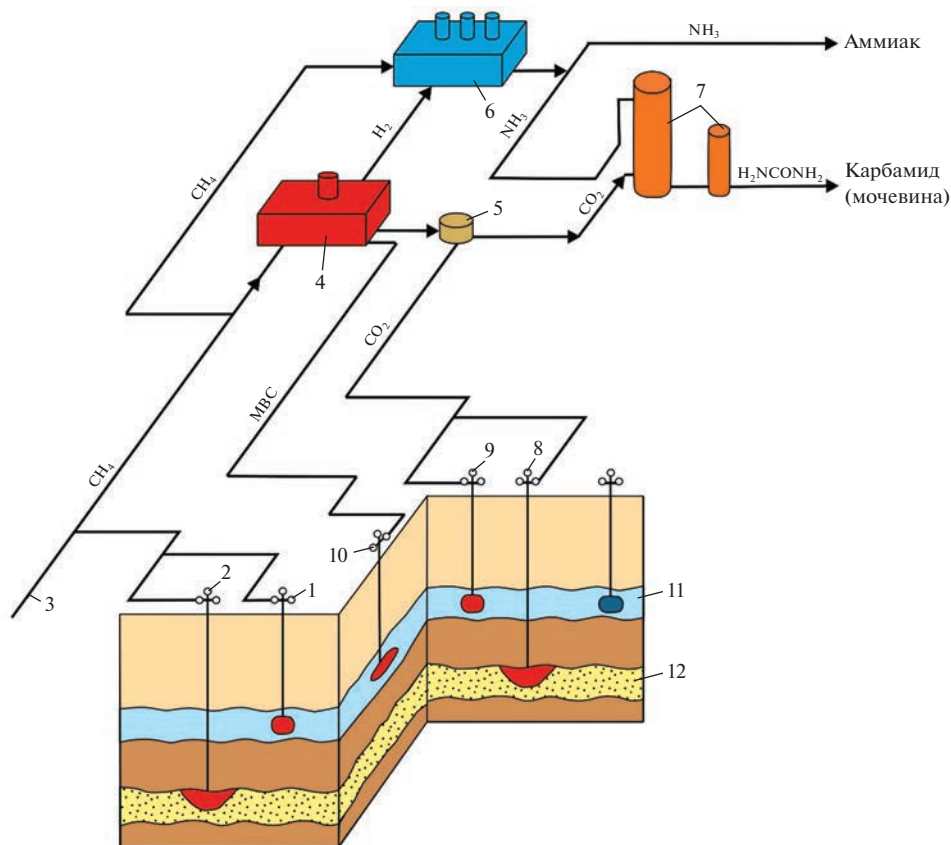


Рис. 8. Схема кооперации технологических комплексов по производству аммиака, карбамида и водорода (метано-водородной смеси) при эксплуатации подземного аккумулятора природного газа: 1 – скважина подземного аккумулятора природного газа в отложениях каменной соли; 2 – скважина подземного аккумулятора природного газа в водоносном горизонте; 3 – газопровод природного газа; 4 – химико-технологический комплекс по производству водорода; 5 – распределительный пункт диоксида углерода; 6 – завод по производству аммиака; 7 – завод по производству карбамида (мочевины); 8 – скважина подземного мотельника диоксида углерода; 9 – скважина подземного аккумулятора диоксида углерода; 10 – скважина подземного аккумулятора метано-водородной смеси (МВС); 11 – пласт каменной соли; 12 – пласт-коллектор для захоронения диоксида углерода и хранения природного газа; CH_4 – метан (природный газ); CO_2 – диоксид углерода; H_2 – водород; NH_3 – аммиак; H_2NCONH_2 – карбамид (мочевина).

лит снизить объем капитальных затрат на 10–15%, а себестоимость выпускаемого карбамида до 20%.

В данной технологической схеме, также и в предыдущей (рис. 7), предусмотрено подземное аккумулярование природного газа, метано-водородной смеси, захоронение диоксида углерода.

Способы поставки водорода и водородосодержащих энергоносителей в заправочные станции транспортных средств. В зависимости от номенклатуры поставляемого энергоносителя к заправочным станциям, обслуживающих транспортные средства, потребляющих в качестве топлива водород или водородосодержащую смесь, формируется конструктивная компоновка технологического комплекса.

Рассматривается два способа подачи энергоносителя к заправочным станциям транспортных средств.

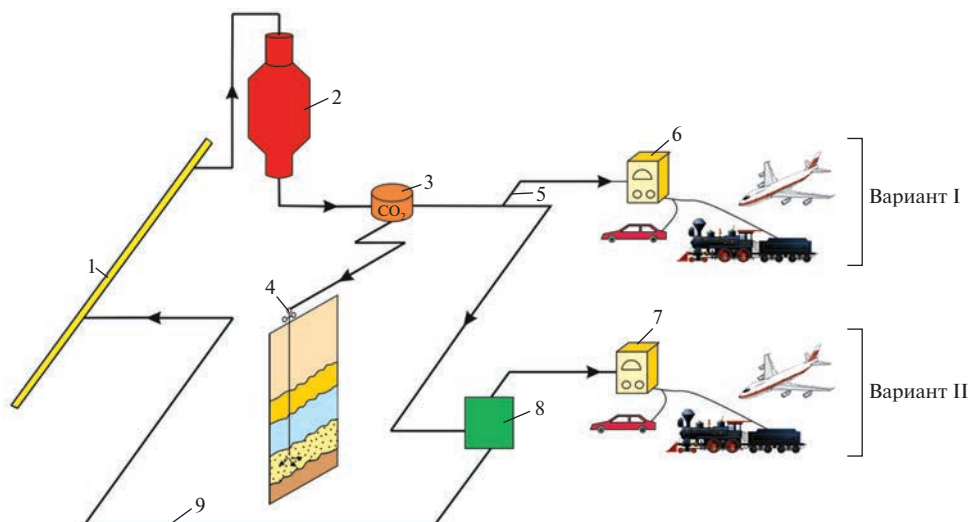


Рис. 9. Схема технологического комплекса по производству и поставке водорода и водородосодержащих энергоносителей (топлив) в заправочные станции транспортных средств, реализованная по Способу I. Вариант I – заправочная станция, где энергоносителем является водородосодержащий энергоноситель; Вариант II – заправочная станция, где энергоносителем является чистый водород; 1 – магистральный газопровод природного газа; 2 – установка по производству водородосодержащей смеси; 3 – блок по выделению CO_2 из водородосодержащей смеси; 4 – скважина для закачки CO_2 ; 5 – газопровод водородосодержащей смеси; 6 – заправочная колонка транспортных средств (топливо-водородосодержащая смесь); 7 – заправочная колонка транспортных средств (топливо – чистый водород); 8 – блок разделения водородосодержащей смеси на отдельные компоненты; 9 – газопровод возвращения природного газа в магистральный газопровод.

Способ I. Реализация данного способа предусматривает подачу энергоносителя к заправочным станциям транспортных средств в виде природного газа (метан) из магистрального газопровода, который имеет широко разветвленную сеть по всей территории европейской части Российской Федерации. В этом случае получение водорода и водородосодержащего энергоносителя из природного газа производится на каждой заправочной станции транспортных средств индивидуально.

Способ II. Реализация данного способа предусматривает подачу энергоносителя к заправочным станциям транспортных средств в виде чистого водорода или водородосодержащей смеси, которые производятся централизованно на заводе, расположенном на экономически обоснованном расстоянии от заправочной станции.

Кроме вышесказанного, рассматриваются для каждого способа два варианта конструктивного оформления заправочной станции транспортных средств. Конструктивные особенности вариантов зависят от способа использования транспортными средствами в качестве энергоносителя чистый водород или водородосодержащую смесь.

Вариант I. Рассматривается заправочная станция транспортных средств, где энергоносителем является водородосодержащая смесь с содержанием водорода 20–40%. Такой заправочной станцией пользуются транспортные средства (автомобили, железнодорожные локомотивы, летательные аппараты и др.), у которых конструкция двигателя остается неизменной, такой, какой была при использовании в качестве энергоносителя бензина, дизельного топлива или керосина.

Вариант II. Рассматривается заправочная станция транспортных средств, где энергоносителем является чистый водород. Такой заправочной станцией пользуются транспортные средства, которые работают на основе топливных элементов, где требу-

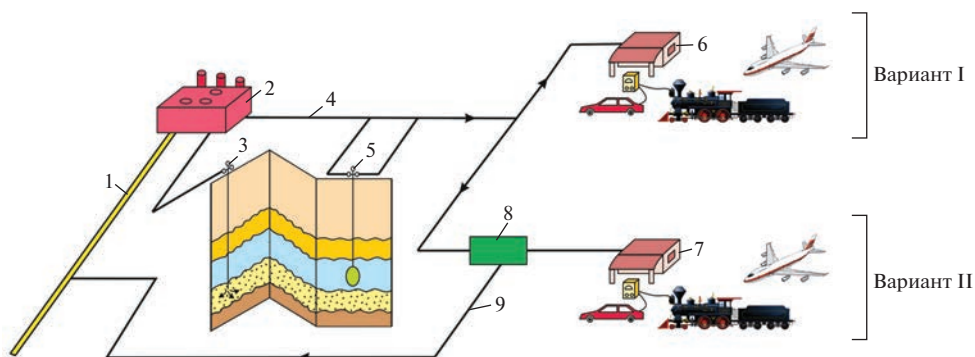


Рис. 10. Схема технологического комплекса по производству и поставке водорода и водородосодержащих энергоносителей (топлив) в заправочные станции транспортных средств, реализованная по Способу II. Вариант I – заправочная станция, где энергоносителем является водородосодержащий энергоноситель; Вариант II – заправочная станция, где энергоносителем является чистый водород; 1 – магистральный газопровод природного газа; 2 – завод по производству водородосодержащей смеси; 3 – скважина для закачки диоксида углерода; 4 – газопровод водородосодержащей смеси; 5 – скважина подземного аккумулятора водородосодержащей смеси; 6 – заправочная станция транспортных средств (топливо-водородосодержащая смесь); 7 – заправочная станция транспортных средств (топливо – чистый водород); 8 – блок разделения водородосодержащей смеси на отдельные компоненты; 9 – возвратный газопровод природного газа.

ется водород с чистотой не менее 99.99%. Заправочная станция, работающая по данному варианту, может отпускать топливо (чистый водород) как в газообразном, так и в жидком состоянии.

Технологическая схема, работающая по Способу I для подачи энергоносителя к заправочным станциям с двумя вариантами их конструктивного оформления, схематически изображена на рис. 9. Природный газ (CH_4) по магистральному газопроводу (1) подается на установку по производству водородосодержащей смеси (2). Перед подачей водородосодержащей смеси в заправочную колонку из нее в специальном разделительном блоке выделяется CO_2 (3) с дальнейшим направлением его на захоронение в поглощающий пласт через специальную скважину (4). Таким образом, очищенная от диоксида углерода водородосодержащая смесь с содержанием водорода 20–40% подается на заправочную колонку (6) (Вариант I).

При реализации Варианта II в состав заправочной станции вводится блок разделения водородосодержащей смеси на отдельные компоненты (8) с выделением водорода с чистотой 99.99%. Блок разделения водородосодержащей смеси на отдельные компоненты (8) состоит из мембранного аппарата и адсорбера. Выделившийся природный газ (CH_4) по газопроводу (9) возвращается в магистральный газопровод (1), соединенный с установкой по производству водородосодержащей смеси (2).

Технологическая схема, работающая по Способу II для подачи энергоносителя к заправочным станциям с двумя вариантами их конструктивного оформления, схематически изображена на рис. 10. Природный газ (CH_4) по магистральному газопроводу (1) подается на завод (2) по производству водородосодержащей смеси (4). Технологический комплекс завода (2) состоит из конвертора, предназначенного для производства водородосодержащей смеси и разделительного блока для выделения из водородосодержащей смеси CO_2 .

С завода по производству водородосодержащей смеси (2) выходят два потока. Один поток (4) основной – составляет водородосодержащая смесь, которая направляется к заправочным станциям транспортных средств (6, 7), а второй поток составляет диок-

сид углерода (CO₂). Далее CO₂ направляется для закачки в поглощающий пласт через скважину (3).

Для обеспечения надежности поставки водородосодержащей смеси в заправочные станции транспортных средств в технологической схеме данного способа предусмотрено подземное хранилище водородосодержащей смеси (5).

В соответствии с Вариантом I водородосодержащая смесь с содержанием водорода 20–40% по газопроводу (4) подается прямо на заправочную станцию (6) для заправки транспортных средств, у которых конструкция двигателя остается неизменной, и они могут использовать в качестве топлива водородосодержащую смесь с содержанием водорода 20–40%.

В соответствии с Вариантом II водородосодержащая смесь по газопроводу (4) поступает в блок разделения водородосодержащей смеси на отдельные компоненты (8) с выделением водорода с чистотой 99.99%. Блок разделения водородосодержащей смеси на отдельные компоненты (8) состоит из мембранного аппарата и адсорбера. Из блока (8) выходят два потока. Один поток, который является основным, составляет водород с чистотой 99.99%, направляется к заправочной станции (7), а второй поток составляет природный газ, который по газопроводу (9) возвращается в магистральный газопровод (1). Конструктивное оформление заправочной станции (7) позволяет осуществлять отпуск топлива – чистый водород как в газообразном, так и в жидком состоянии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Казарян В.А.* Подземное хранение углеводородов в солевых отложениях. М., Ижевск: ИКИ, 2006. 464 с.
2. *Казарян В.А.* Подземное хранение газов и жидкостей. Т. 1. Проектирование. Строительство. М., Ижевск: ИКИ, 2019. 844 с.
3. *Казарян В.А.* Подземное хранение газов и жидкостей. Т. 2. Эксплуатация. Ремонт. Консервация. Ликвидация. Применение хранилищ газов и жидкостей в различных отраслях экономики. М., Ижевск: ИКИ, 2019. 660 с.

Commercialization of Construction and Operation Stages of Large-Scale Underground Accumulators of Gas and Liquid Energy Carriers

V. A. Kazaryan*

Limited Liability Company “Gazprom geotechnology” (Gazprom geotechnology LLC), Moscow, Russia

**e-mail: v.kazaryan@gazpromgeotech.ru*

The article describes the relevant issues associated with the reduction of capex and opex of large-scale underground accumulators of gas and liquid energy carriers by commercializing the stages of their construction and operation. It is shown that during the construction of underground storage, the generated construction brine, which is a waste product, can be a raw material for the creation of products of high consumer value for the country's economy. Technological schemes for the production of economically useful products in cooperation with the process of constructing underground storage in rock salt deposits and the operation of an underground accumulator of natural gas are presented. All the technological schemes are developed based on highly efficient production of common and technical salt, calcined soda, chlorine, glass, hydrogen (methane-hydrogen mixture), ammonia, carbamide. It is shown that the implementation of the developed schemes of cooperation of technological complexes for the production of essential and useful for the country's economy products significantly reduces total capital and operational costs and, consequently, the cost of the output product.

Keywords: underground accumulators, commercialization, natural gas, chlorine, hydrogen, calcined soda, carbamide, production cooperation

УДК 621.039

**ПРИНЦИПЫ ВАРИАНТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В КОДЕ RELTRAN
ДЛЯ ЗАДАЧ ПРОГНОЗНОЙ ОЦЕНКИ ДОЗ ОБЛУЧЕНИЯ НАСЕЛЕНИЯ
ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ПЛАНИРУЕМЫХ РАБОТ ПО ВЫВОДУ
ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОИАЭ**

© 2023 г. А. А. Киселев*

*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем
безопасного развития атомной энергетики Российской академии наук, Москва, Россия*

**e-mail: aak@ibrae.ac.ru*

Поступила в редакцию 07.02.2023 г.

После доработки 18.04.2023 г.

Принята к публикации 21.04.2023 г.

В статье рассматриваются подходы, заложенные в разрабатываемый в рамках ФЦП ЯРБ-2 код RELTRAN, к моделированию радиационных последствий для населения, обусловленных возможными выбросами радиоактивных веществ в атмосферу при выполнении планируемых работ по выводу объектов использования атомной энергии (ОИАЭ) из эксплуатации. Одной из задач кода RELTRAN является выполнение расчетов последствий радиоактивных выбросов для населения для задач обоснования радиационной безопасности. Рассмотрено несколько вариантов моделирования: по среднескользящим параметрам, по среднескользящим параметрам с учетом графика производственного процесса, по метеорологическому ряду и по метеорологическому ряду с учетом графика производственного процесса. Получено, что в зависимости от длительности планируемых работ и сезона начала работ результаты существенно отличаются. Для работ средней продолжительности важным фактором становится их сезонность. В то же время для работ с условно постоянными выбросами длительностью более 6 месяцев учет календарного времени начала работ вносит пренебрежимо малую неопределенность в результаты.

Ключевые слова: вывод из эксплуатации, атмосферный перенос, население, дозы, планирование работ, сезонность, суточный ход метеоусловий

DOI: 10.31857/S0002331023040064, **EDN:** YLGJVL

ВВЕДЕНИЕ

Задача обоснования безопасности объектов использования атомной энергии (ОИАЭ) в части возможного радиационного воздействия на население актуальна на всех этапах жизненного цикла. Особое внимание, как правило, уделяется разовым выбросам [1–3] и штатным выбросам [4–6]. Однако, при планировании работ по выводу из эксплуатации (ВЭ), возникает промежуточный класс задач – длительные (от месяца до нескольких лет), периодические (в рабочие часы смены/рабочего дня), стадийные (диспергирование в зависимости от типа работ на текущей стадии) выбросы, связанные с работами по дезактивации и демонтажу зданий и сооружений, сопровождающимися выходом радиоактивных веществ в атмосферу. На сегодняшний день нормативно регулируемые методы решения данной задачи отсутствуют (при этом необходимость таких оценок обозначена для задач вывода из эксплуатации в НП-016-05 [7] и

НП-057-17 [8]), однако могут быть применены адаптированные подходы, основанные на модификации методов анализа аварийных выбросов с учетом длительности источника выброса, а также методы расчета воздействия штатных выбросов с учетом соответствующих особенностей вывода из эксплуатации. Во всех случаях важными параметрами являются суточный и сезонный ход метеорологических условий и географическое расположение площадки, включая подстилающую поверхность, влияющую на пограничный слой атмосферы и на параметры осаждения примеси как результат турбулентного взаимодействия примеси и подстилающей поверхности.

Код RELTRAN [9–11], разрабатываемый в ИБРАЭ РАН для решения задач по оценке источника выброса в атмосферу и прогнозирования радиационной обстановки вокруг объектов ядерного наследия (ОЯН) и пунктов захоронения радиоактивных отходов (ПЗРО) за счет атмосферного переноса, позволяет решать такого рода задачи и реализует два метода их решения:

1) построение среднегодовых концентраций и осредненной скорости выпадений за счет сухого и влажного осаждения, с учетом или без учета графика производственного процесса (развитие методов, рекомендуемых в РБ-106-15 [4]);

2) перебор метеорологических условий с сохранением динамики выброса для разных метеорологических условий (развитие методов, предложенных в работах [3, 12]).

С учетом новых возможностей для моделирования ранее не учитываемых при разработке проектных решений явлений важным становится сопоставление результатов, полученных с применением комбинаций методов, и анализ влияния плана работ на прогнозируемые дозы облучения населения. Для этого в рамках настоящей статьи на примере гипотетической работы по выводу из эксплуатации было проведено расчетное исследование влияния двух методов, заложенных в код RELTRAN, на результаты оценки доз населения для двух вариантов расчетов: использование среднегодовых значений параметров радиационной обстановки, использование временного ряда метеорологических параметров. В основе модельных оценок используются полученные с использованием региональной модели численного прогноза погоды WRF-ARW метеорологические поля [13]. Данная модель является опционным метеопроцессором кода RELTRAN для работы с прогнозными и ретроспективными метеорологическими данными.

ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА И СЦЕНАРИИ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

Численные эксперименты в рамках настоящей работы выполнялись с использованием кода RELTRAN [9–11, 19]. Код предназначен для решения задач по оценке выбросов в атмосферу и оперативному прогнозированию радиационной обстановки в окрестностях ОЯН, в том числе таких объектов, как ПЗРО и АЭС с остановленными энергоблоками (предназначенными для вывода из эксплуатации), расположенными на территории Российской Федерации. RELTRAN включает в себя следующие модули:

– оценка параметров источника выброса: выброс через вентиляционные системы (модуль “Вентиляция”); выброс при демонтаже/разрушении зданий и сооружений (модуль “Демонтаж”); выброс в результате ветрового подъема (модуль “Пылеподъем”);

– модули для моделирования метеорологической обстановки: по данным натурных измерений с метеомачты; по данным анализа или прогноза из глобальных циркуляционных моделей;

– моделирование атмосферного переноса: расчет доз облучения населения от источника единичной мощности (“Базовый транспортный модуль”); обоснование радиационной безопасности населения в случае запроектных аварий (модуль “Статистика”); обоснование радиационной безопасности населения при нормальной эксплуатации (модуль “ПДВ”).

В основе кода RELTRAN лежит лагранжева стохастическая модель [15–18] атмосферного переноса, численно решающая уравнение адвекции–диффузии примеси в стратифицированной атмосфере. Она позволяет моделировать распространение, осаждение примеси на поверхности с разной морфологией, осаждение примеси в условиях осадков различного типа, а также прогнозировать дозы облучения населения (после получения полей приземных концентраций радиоактивных веществ). В настоящей работе рассматривались дозы внешнего облучения от проходящего облака и от загрязненной поверхности, ингаляционные дозы и дозы за счет потребления загрязненных продуктов питания местного производства в консервативном приближении.

В качестве примера рассматривается задача планирования работ по ВЭ ОИАЭ. Предполагаемая длительность работ – 1, 3, 6 и 12 мес. (модельный пример для целей настоящего анализа, на практике могут рассматриваться различные длительности, включая многолетние работы). Для оценки влияния временных характеристик источника моделирование атмосферного переноса и доз облучения населения выполняется для двух вариантов источника выброса (и метеорологических условий соответственно):

- непрерывный равномерный выброс;
- циклический равномерный выброс.

Непрерывный равномерный выброс

Предполагалось, что радиоактивные вещества поступают в атмосферу постоянно без изменения интенсивности и радионуклидного состава в течение всего времени проведения работ (работы ведутся круглосуточно). При рассмотрении работ различной продолжительности предполагалось, что общая интегральная активность, выбрасываемая в атмосферу, сохраняется.

Циклический равномерный выброс

Данный тип источника предполагает, что работы по ВЭ проводятся только в рабочие часы с 8 утра до 16 вечера по местному времени, в вечерние часы и ночное время работы не проводятся, и выброс отсутствует. Таким образом, суточный выброс реализуется за 8 ч. При этом предполагается, что выброс является равномерным по мощности и постоянным по радионуклидному составу.

Среднегодовые концентрации и осредненная скорость выпадений за счет сухого и влажного осаждения строятся путем проведения вариантных расчетов атмосферного переноса выброса заданной динамики для каждых суток в течение заданного периода, после чего проводится осреднение полей концентраций и полей выпадений. Полученные величины пересчитываются далее с учетом радиоактивного распада в поля ожидаемых доз облучения населения.

Вторая серия расчетов – перебор метеорологических условий с сохранением динамики выброса путем смещения времени начала выброса по метеорологическому ряду по заданному многолетнему периоду. Расчеты выполняются со смещением времени начала работ в 1 нед. Таким образом учитываются все сезоны проведения работ, все наблюдавшиеся в регионе метеорологические условия, включая неблагоприятные для разных точек пространства. Полученные результаты позволяют оценить разброс значений и построить огибающие.

РЕЗУЛЬТАТЫ

В качестве объекта исследования выбрана площадка АО “СХК”, для которой рассматривался гипотетический сценарий проведения работ по ВЭ одного из производственных объектов, находящихся на площадке. Для оценки последствий был взят выброс Cs-137 ($3.7E + 06Bк$) и Co-60 ($7.3E + 06Bк$). Величина выброса была рассчитана с

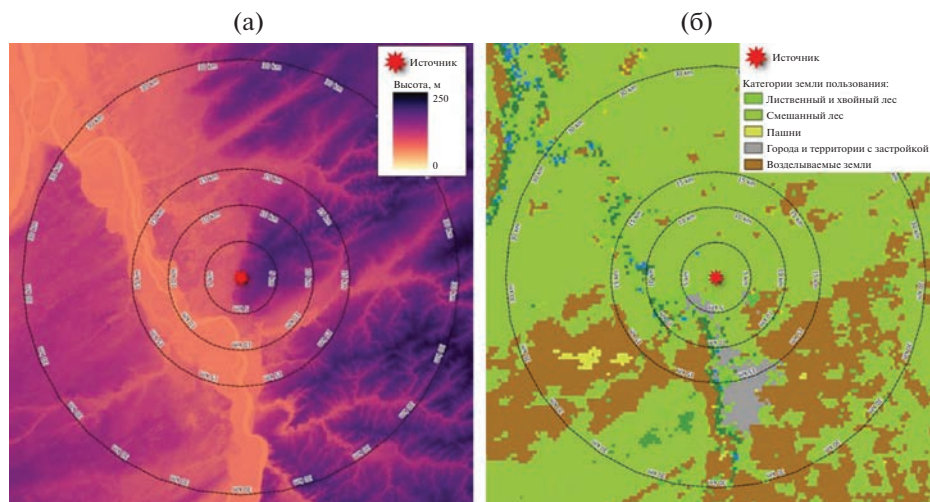


Рис. 1. Рельеф [21] (а) и карта категорий земель [20] (б) в рассматриваемой области.

учетом оцененного запаса активности, накопленного в производственном объекте, и полного коэффициента выхода аэрозольей, оцененного с учетом специфики работ по демонтажу оборудования, характеристик системы вентиляции и наличия системы фильтров [11]. Рассматривались сценарии выполнения работ длительностями 1, 3, 6 и 12 мес., проводящихся в рабочее время и круглосуточно, интегральная величина выброса при этом сохранялась, выброс считался постоянным в течение времени проведения работ.

Окружающая территория характеризуется [20, 21] наличием значительного количества лесов (65%), чередующихся с возделываемыми землями/землями с естественной растительностью (25%) в соответствии с классификацией MODIS [20]. На рис. 1 представлены картограммы распределения орографии и типов подстилающей поверхности в районе расположения объекта, они влияют на формирование атмосферных течений в региональном масштабе.

Для данной площадки были подготовлены два типа метеорологических данных: метеорологические поля и результаты метеорологического мониторинга из открытых источников. Все данные сформированы за 3 полных календарных года с 1 января 2019 г. по 31 декабря 2021 г. включительно. На рис. 2 представлена карта распределения станций метеорологического (синоптического) мониторинга в рассматриваемом регионе, а также сравнение расчетных роз ветров и полученных на основе анализа измерений роз ветров на трех станциях. Видно, что повторяемость метеорологических условий в различных точках рассматриваемой области отличается статистически значимым образом, в то же время метеорологические поля, построенные с использованием модели, отражают данные измерений. Рассмотрим качество моделирования метеорологических данных более подробно, поскольку от него непосредственно зависит конечный результат. В качестве ориентира будем рассматривать розы ветров и желательные показатели качества, предложенные в работе [22]. В табл. 1 приведены результаты статистического анализа метеорологических полей, осредненных по недельным промежуткам времени. Полученные показатели находятся в пределах установленных в работе диапазонов желательных величин, что позволяет говорить об удовлетворительном качестве полей. Следует отметить, что данные критерии являются ориентировочными

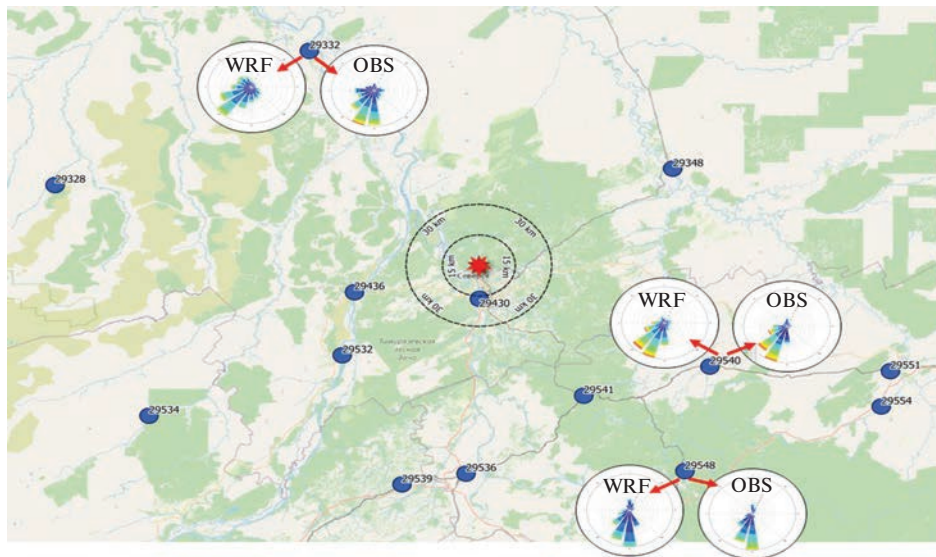


Рис. 2. Станции метеорологического мониторинга в регионе, расчетные и измеренные розы ветров для трех станций, показания которых передаются в международный обмен.

значениями, полученными в специфических условиях, и отражают наилучшие возможности моделирования.

На основе полученных временных рядов метеорологических условий (по модели WRF) рассмотрим выбросы с учетом суточного хода метеорологических условий, проводя расчеты атмосферного переноса только в дневные часы или в течение целого дня (последнее может быть рассмотрено либо как проведение работ по демонтажу в несколько смен круглосуточно или приближение, которое обычно используется для расчетов радиационного воздействия ОИАЭ при штатной работе). На рис. 3 приведены соответствующие розы ветров для дневных условий и круглосуточные, полученные по данным модели. При сравнении видно отличие как по характерным скоростям ветра, так и по преобладающим направлениям ветра, в то же время общая структура качественно соотносится. На рис. 4 представлено пространственное распределение прогнозируемых доз облучения населения, построенное по результатам расчетов на основе расчетов среднегодовых значений параметров радиационной обстановки. Общая пятнистая структура распределения связана в основном с различиями в скоростях осадения на разные типы подстилающей поверхности, принятые в коде RELTRAN.

Таблица 1. Статистические индексы качества воспроизведения метеорологической моделью наблюдений и желательные величины [22]

Параметр	Метрика	Значение, полученное в RELTRAN	Желательные показатели качества
Скорость ветра	RMSE	2.00	≤ 2 м/с
	IOA	0.71	≥ 0.6
Направление ветра	Грубая ошибка	26.15 градусов	≤ 30 градусов
	Bias	9.48 градусов	$\leq \pm 10$ градусов

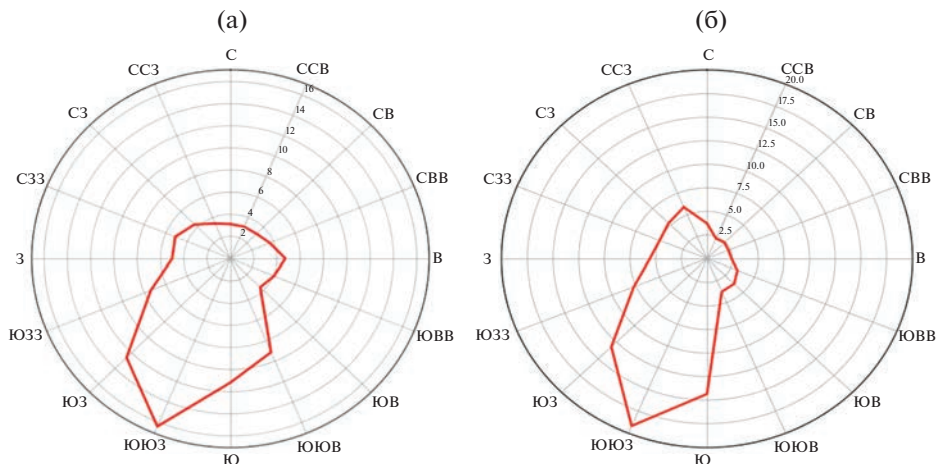


Рис. 3. Роза ветров в точке расположения гипотетического источника выброса, полученная интерполированием по результатам расчетов по региональной модели прогноза погоды для дневного времени (а) и круглосуточная (б).

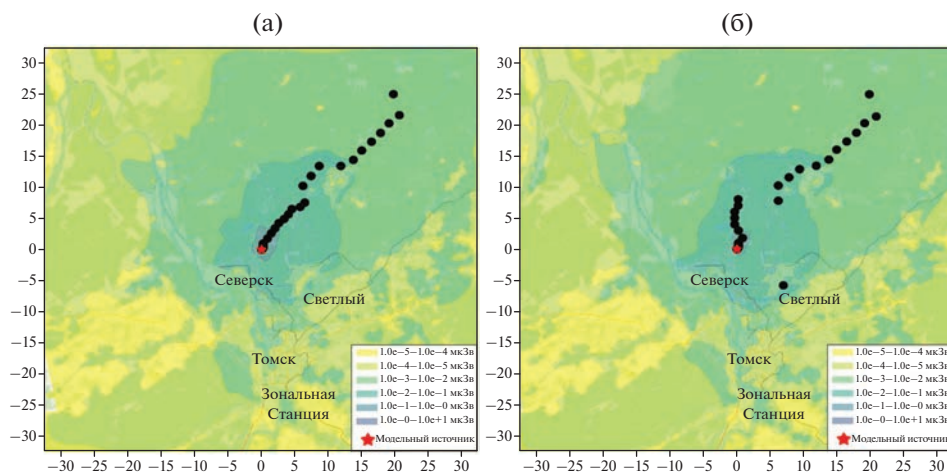


Рис. 4. Прогнозируемая доза облучения населения с использованием среднегодовых значений параметров радиационной обстановки от 12-месячного выброса для дневного времени проведения работ (а), для круглосуточных работ (б).

Отличия в результатах по дневным работам и круглосуточным в данном случае практически отсутствуют (данный результат специфичен для рассматриваемой площадки и может быть принципиально другим, особенно для объектов, расположенных на границе водораздела в регионах, подверженных бризовой циркуляции). Точками обозначены положения максимумов значений прогнозируемой дозы на различных расстояниях от источника.

Результаты расчетов максимальных значений доз облучения, полученные на основе перебора метеорологических условий, для источников длительностями 1 и 12 мес.

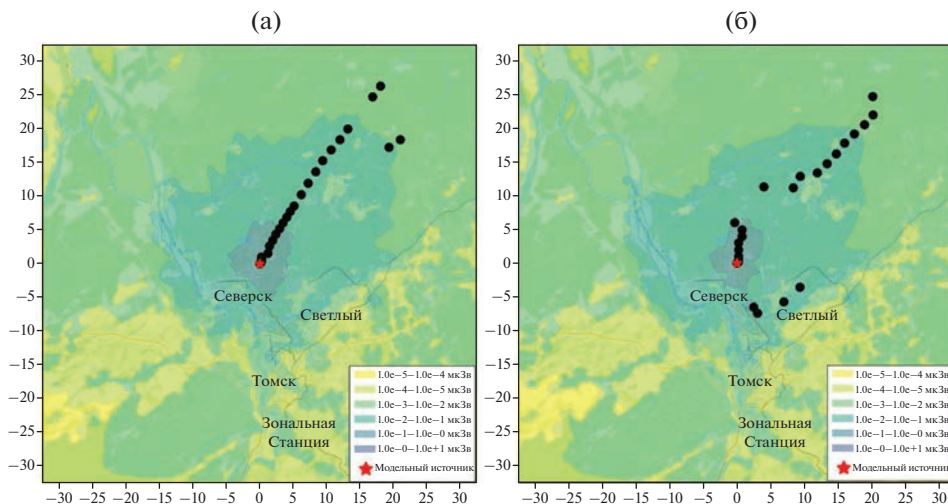


Рис. 5. Прогнозируемая максимальная по временам начала работ доза облучения населения с использованием временного ряда метеорологических параметров от 1-месячного выброса для дневного времени проведения работ (а), для круглосуточных работ (б).

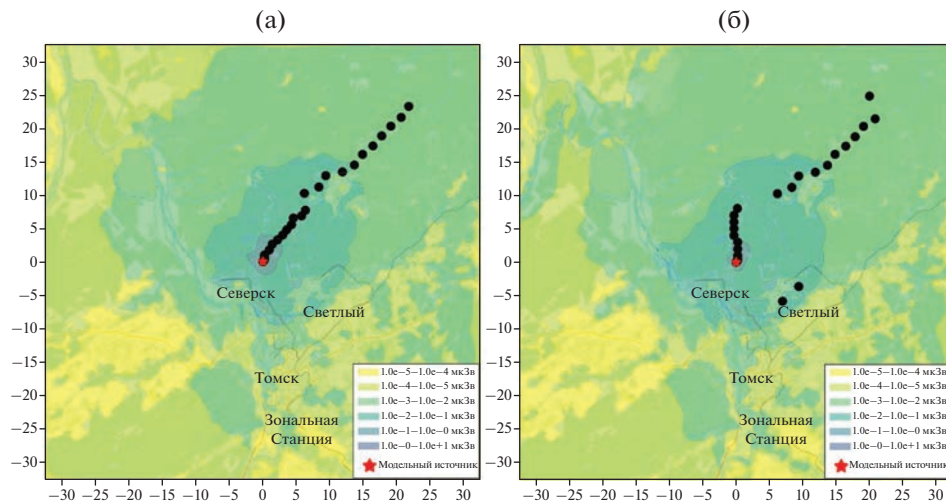


Рис. 6. Прогнозируемая максимальная по временам начала работ доза облучения населения с использованием временного ряда метеорологических параметров от 12-месячного выброса для дневного времени проведения работ (а), для круглосуточных работ (б).

приведены на рис. 5 и 6 соответственно. Можно видеть различные направления следа, большие значения прогнозируемых доз облучения населения для месячного выброса по сравнению с годовым, что связано с меньшей продолжительностью выброса при сохранении интегральной активности выброса. На рис. 4–6 видно, что в целом результаты соотносятся с розой ветров, однако имеют место влияние рельефа, неодно-

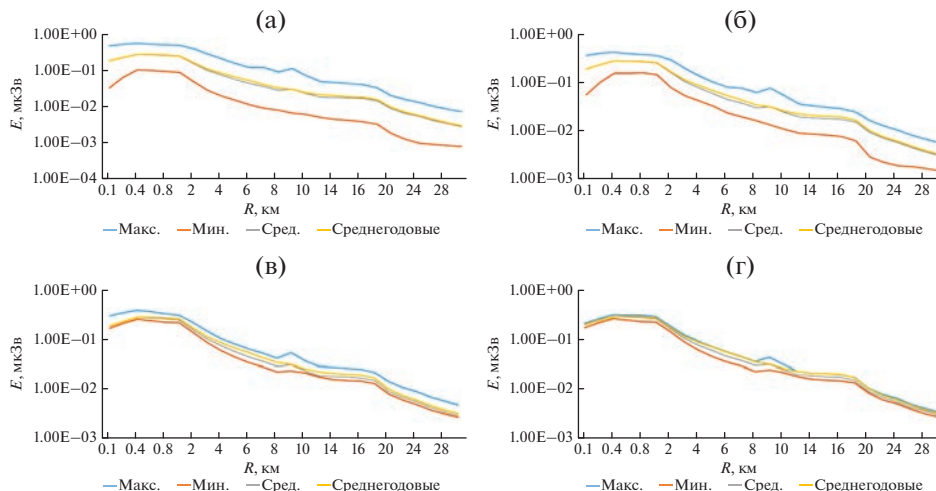


Рис. 7. Максимальные значения прогнозируемых доз облучения населения для работ длительностями 1 (а), 3 (б), 6 (в) и 12 (г) мес. (ось следа).

родной подстилающей поверхности и проявляются эффекты статистических различий в результатах, связанных с суточным ходом метеорологических условий при выполнении работ только в дневное время или круглосуточно.

ОБСУЖДЕНИЕ

Результаты моделирования атмосферного переноса для задач оценки доз на население являются пространственно-неоднородными. Обычно анализ таких данных проводится в нескольких плоскостях: оценка максимально возможных значений в зависимости от расстояния от источника, оценка потенциально возможных доз для населенного пункта. С учетом этого рассмотрим влияние сезонного фактора на основе результатов, полученных для выброса в условиях дневного проведения работ с использованием региональных метеорологических полей. На рис. 7 представлены зависимости максимальных значений доз от расстояния от источника. Результаты, полученные по среднегодовым параметрам и как среднее по серии расчетов с варьируемым временем начала работ, совпадают в пределах точности модели. Разброс значений, полученный во второй серии расчетов, позволяет оценить неопределенность, связанную с метеорологическим фактором. Как видно из рис. 7, эта неопределенность уменьшается с увеличением длительности работ. Тем не менее следует отметить, что географическое положение максимумов различается для различных расчетов, что делает эту величину нестабильной и зависящей не только от направления, но и от совокупности других факторов, таких как влияние подстилающей поверхности, рельефа, локальных осадков и т.д.

Другим важнейшим критерием оценки является прогнозируемая доза облучения населения, проживающего в заданном населенном пункте (в данном случае населенный пункт рассматривается как площадной объект, имеющий свои границы). На рис. 8 представлено расчетное значение минимальных, максимальных, средних прогнозируемых значений доз облучения населения в населенном пункте, полученных с использованием временного ряда и с использованием среднегодовых значений параметров

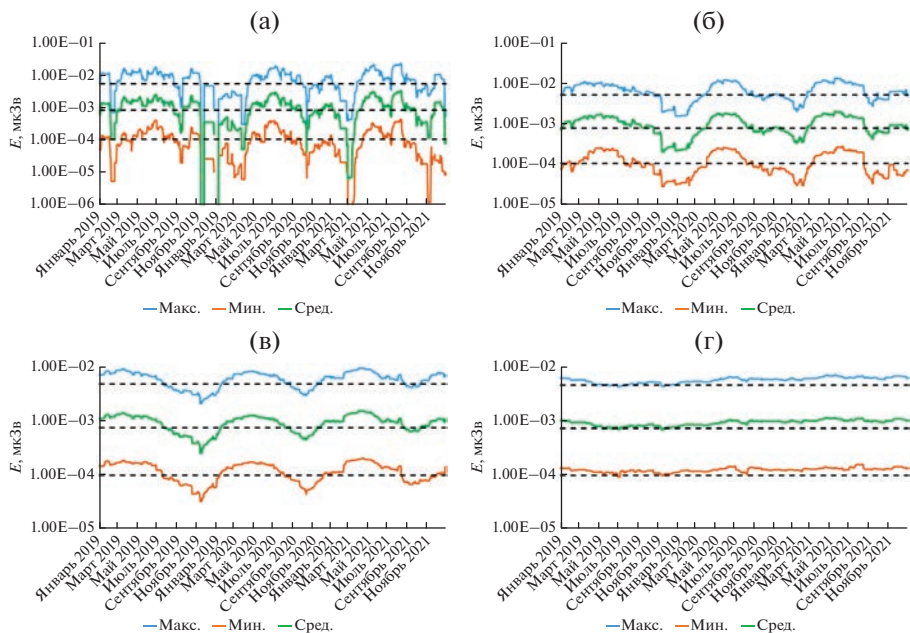


Рис. 8. Прогнозируемые дозы облучения населения в населенном пункте для работ длительностями 1 (а), 3 (б), 6 (в) и 12 (г) мес. в зависимости от времени начала работ и по среднегодовым значениям параметров радиационной обстановки.

радиационной обстановки. Можно отметить наличие сезонности в результатах по первому методу, причем повторяющихся с одинаковым масштабом по трем рассмотренным годам. Разброс расчетных доз в населенном пункте (площадной объект) увеличивается по сравнению с точками на оси следа и достигает двух порядков величины. Все это позволяет говорить о систематически повторяющихся метеорологических условиях, способствующих формированию более высоких или более низких доз облучения населения в зависимости от сезона, что дает основание для выбора оптимального времени начала работ по ВЭ, обеспечивающего минимальную расчетную дозу. Как видно из рис. 8, при увеличении продолжительности работ данный фактор становится все менее значимым, что в предельном случае позволяет использовать технологию с использованием среднегодовых концентраций.

Дополнительно в качестве примера рассмотрим пространственные характеристики прогнозируемой дозы по дуге, расположенной на расстоянии 15 км от источника. На рис. 9 представлено пространственное распределение прогнозируемых доз облучения населения для работ длительностями 1 (а), 3 (б), 6 (в) и 12 (г) мес. по дуге на расстоянии 15 км от источника. По мере увеличения длительности источника выброса разброс между минимальными и максимальными значениями уменьшается, что связано с общей схожестью дневных и ночных роз ветров по трехлетней статистике. Тем не менее распределение носит неоднородный характер с наличием пиков, обусловленных подстилающей поверхностью с повышенными характеристиками осадения, а также доминирующими направлениями распространения. Таким образом, технология с перебором метеорологических условий позволяет получить разброс оценок доз облучения, связанный с неопределенностями метеорологического фактора. Разброс уменьшается по мере увеличения длительности источника выброса, что позволяет го-

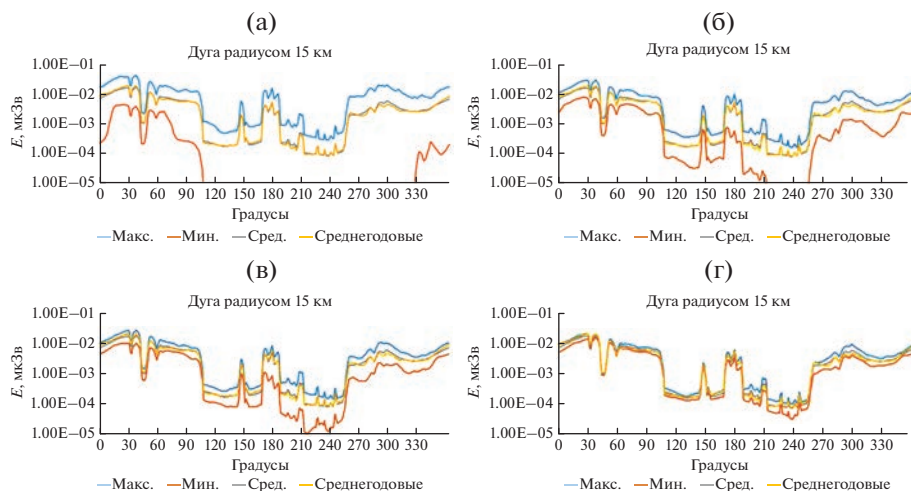


Рис. 9. Пространственное распределение прогнозируемых доз облучения населения для работ длительно-стями 1 (а), 3 (б), 6 (в) и 12 (г) мес. по дуге на расстоянии 15 км от источника.

ворить о соответствии технологий в предельном переходе (результаты с учетом неопределенностей для годовых работ равны соответствующим, полученным по осредненным данным, в пределах погрешности).

ВЫВОДЫ

Полученные в настоящей работе результаты показывают важность планирования работ по выводу из эксплуатации на основе прогнозных оценок доз облучения населения. Методы, реализованные в коде RELTRAN, позволяют учесть такие факторы, как суточный и сезонный ход метеорологических условий, что в свою очередь позволяет учесть это в плане проведения работ с целью минимизации радиационного воздействия на население. Для проведения анализа доступны два метода: расчет по средним прогнозируемым параметрам и расчет по истории метеонаблюдений с оценкой разброса. Оба метода дают сопоставимые результаты, однако последний позволяет учесть сезонность, что дает возможность оптимизировать дозовые нагрузки на население.

Приведенные оценки доз для гипотетического выброса показывают важность учета продолжительности и динамики технологического процесса при планировании работ по ВЭ. Результаты показывают, что даже для относительно простой с точки зрения моделирования территории выделяются эффекты, связанные с суточным и сезонным ходом метеорологических условий.

Анализ расчетных доз облучения в точках на оси следа и на окружности вокруг источника, а также в населенном пункте (как в пространственно-распределенном объекте) позволяет говорить о системности результатов, периодичности оценок и возможности оптимизации стратегии ВЭ с целью минимизации дозовых нагрузок на население. Отмечено, что выбросы продолжительностью 1 год показывают незначительные сезонные изменения результатов, в то же время уменьшение продолжительности выброса увеличивает разброс значений между сезонами вплоть до порядка величины, что может быть учтено при планировании работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. RODOS-based Simulation of Potential Accident Scenarios for Emergency Response Management in the Vicinity of Nuclear Power Plants, 12.09.2016 [Электронный ресурс]. – URL: <https://doris.bfs.de/jspui/bitstream/urn:nbn:de:0221-2016091214084/3/BfS-SCHR-60-16.pdf> (дата обращения 26.09.2021).
2. Rossi J., Iivoinen M. Dose estimates at long distances from severe accidents VTT-R-00589-16 VTT, 2016. 41 p.
3. Morozov V.B., Kiselev A.E., Kiselev A.A., Dolganov K.S., Tomashchik D.Yu., Krasnoperov S.N. (2020) Issues of Safety Assessment of New Russian NPP Projects in View of Current Requirements for the Probability of a Large Release, Nuclear Technology. <https://doi.org/10.1080/00295450.2020.1767998>
4. Руководство по безопасности при использовании атомной энергии. Рекомендуемые методы расчета параметров, необходимых для разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух. РБ-106-15: утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.11.2015 № 458.
5. LONG-TERM ATMOSPHERIC DISPERSION ESTIMATES FOR ROUTINE RELEASES [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.nrc.gov/docs/ML0707/ML070730713.pdf> – Свободный.
6. Simmonds J.R., Lawson G., Mayall A. (1995). Methodology for assessing the radiological consequences of routine releases of radionuclides to the environment. European commission. European Commission, RP 72, EUR 15760 EN, Luxembourg.
7. Общие положения обеспечения безопасности объектов ядерного топливного цикла (ОПБ ОЯТЦ) (НП-016-05), утверждены постановлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 2 декабря 2005 г. № 11.
8. Правила обеспечения безопасности при выводе из эксплуатации ядерных установок ядерного топливного цикла (НП-057-17), утверждены постановлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 14 июня 2017 г. № 205.
9. Бакин Р.И. и др. Концепция разработки расчетно-прогностического комплекса RELTRAN для анализа безопасности при выбросах радиоактивных веществ в атмосферу // Вопросы радиационной безопасности. 2018. № 3. С. 27–38.
10. Kiselev A.A., Krasnoperov S.N., Bakin R.I., Pripachkin D.A. The concept and current status of the RELTRAN code development for safety justification of nuclear-legacy facilities and radioactive waste disposal sites for accident scenarios related to atmospheric emissions of radionuclides Proceedings of the International Conference on Radioecology and Environmental Radioactivity; Berlin (Germany); 3–8 September 2017. P. 62–63.
11. Бакин Р.И., Зарянов А.В., Киселев А.А., Красноперов С.Н., Меркушов В.П., Припачкин Д.А., Шведов А.М., Шикин А.В. Расчетно-прогностический комплекс RELTRAN для анализа объектов ядерного наследия. Разработка концепции. Препринт / Ин-т проблем безопас. развития атом. энергетики РАН, № ИБРАЕ-2017-06. М: ИБРАЭ РАН, 2017. 18 с.
12. Napier B.A., Droppo Jr.J.G., Rishel J.P. 2011. Air Dispersion Modeling of Radioactive Releases During Proposed PFP Complex Demolition Activities. Report to CH2M HILL Plateau Remediation Company. PNNL-20173, Pacific Northwest Laboratory, Richland, Washington.
13. Skamarock W., Klemp J., Dudhia J. et al. Description of the Advanced Research WRF Version 3. NCAR Technical Note NCAR/TN-475+STR. 2008.
14. Список индексов метеорологических станций [Электронный ресурс]. URL: http://meteomaps.ru/meteostation_codes.html (дата обращения 23.11.2021)
15. Моделирование распространения радионуклидов в окружающей среде. Труды ИБРАЭ РАН под редакцией чл.-корр. Л.А. Большова. Вып. 9. М.: Наука, 2008. 229 с.
16. Верификация компьютерной системы “НОСТРАДАМУС” для прогнозирования радиационной обстановки на ранней стадии аварии на АЭС. Верификационный отчет. ИБРАЭ РАН, инв. № 3431. М. 2001.
17. Отчет о верификации и обосновании программного средства “Программа для расчета радиационной обстановки в мезомасштабе. Версия 1.1 (ПОМ)”. Инв. № 4837-Н.4х.241.9Б.17.1018-3-Р/2. М. 2017.
18. Dzama D., Semenov V., Sorokovikova O. The code rom for assessment of radiation situation on a regional scale during atmosphere radioactivity releases. Fast Reactors and Related Fuel Cycles: Next Generation Nuclear Systems for Sustainable Development (FR17). Proceedings of an International Conference Held in Yekaterinburg, Russian Federation, 26–29 June 2017, Companion CD. Ссылка в веб: <https://www.iaea.org/publications/13414/fast-reactors-and-related-fuel-cycles-next-generation-nuclear-systems-for-sustainable-development-fr17>
19. Красноперов С.Н., Припачкин Д.А., Киселев А.А., Бакин Р.И. Разработка расчетно-прогностического комплекса “RELTRAN” для обоснования безопасности объектов наследия, пунктов захоронения радиоактивных отходов” // Тезисы докладов. Международная кон-

- ференция “Безопасность исследовательских ядерных установок”. АО “ГНЦ НИИАР”, Дмитровград, 22–27 мая 2017 г., с. 99.
20. MODIS MODERATE RESOLUTION IMAGING SPECTRORADIOMETER [Электронный ресурс]. URL: <https://modis.gsfc.nasa.gov/> (дата обращения 15.11.2021)
 21. Shuttle Radar Topography Mission Data [Электронный ресурс], Naval Academy – Режим доступа: https://www.usna.edu/Users/oceano/pguth/md_help/html/srtm.htm – свободный. Загл. с экрана. Яз. англ.
 22. Emery C., Tai E., Yarwood G. Final Report. Enhanced meteorological model and performance evaluation for two Texas ozone episodes. Work Assignment No. 31984-11 TNRCC Umbrella Contract No. 582-0-31984 Prepared for The Texas Natural Resource Conservation Commission 12118 Park 35 Circle Austin, Texas 78753; ENVIRON International Corporation 101 Rowland Way, Suite 220 Novato, CA August 31, 2001. P. 153.
 23. Проектная документация ОВОС для общественных обсуждений | АО “СХК” (atomsib.ru)
 24. Методика расчета рассеяния загрязняющих веществ в атмосфере при аварийных выбросах. РД 52.18.717-2009. Обнинск, ООО “ПРИНТ-СЕРВИС”, 2009.

Principles of Multivariate Analysis in the Reltran Program for the Problems of Estimating Public Exposure Doses during the Decommissioning of Nuclear Facilities

A. A. Kiselev*

Nuclear Safety Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

**e-mail: aak@ibrae.ac.ru*

The article represents the approaches introduced in the RELTRAN code developed under the FTP NRS-2 to modeling the radiation consequences for the population caused by possible releases of radioactive substances into the atmosphere during the planned work on the decommissioning of nuclear facilities. One of the tasks of the RELTRAN code is to perform calculations of the consequences of radioactive releases for the population for the tasks of justifying radiation safety. Several modeling options are considered: calculations based on average concentrations over several years, calculations based on average concentrations over several years, considering the schedule of the decommissioning process, case-study modeling approach based on historical meteorological series analysis and case-study modeling approach based on historical meteorological series analysis, considering the schedule of the decommissioning process. It was obtained that, depending on the duration of the planned process and depending on the season, the results differ significantly, for medium-term work, their seasonality becomes an important factor, at the same time, work with conditionally constant emissions lasting more than 6 months has a negligible uncertainty associated with time start of work.

Keywords: decommissioning, atmospheric dispersion and transport, dose to members of the public, decommissioning program, seasonality, daily course of weather conditions

УДК 621.311.1

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ

© 2023 г. Е. Е. Бойко¹, Ф. Л. Бык², П. В. Илюшин^{1, *}, Л. С. Мышкина²

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки

Институт энергетических исследований Российской академии наук, Москва, Россия

²Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия

*e-mail: ilyushin.pv@mail.ru

Поступила в редакцию 14.03.2023 г.

После доработки 18.04.2023 г.

Принята к публикации 21.04.2023 г.

Выполнен комплексный анализ систем теплоснабжения муниципальных образований с позиций надежности, экономичности и экологичности. Установлено, что наиболее слабым звеном в системах теплоснабжения с позиций надежности являются тепловые сети, где происходит основное число аварий, сопровождающихся прерыванием поставок тепловой энергии. Основой экономичности являются стоимость и доступность используемых первичных энергоресурсов, энергетическая эффективность технологий их преобразования в полезные виды энергии, а также величина потерь при передаче тепловой энергии до теплоприемников. Экологичность определяется объемом вредных выбросов при производстве и передаче теплоносителя. Авторами предложены способы улучшения перечисленных свойств систем теплоснабжения, что особенно актуально для малых, средних и больших городов, где основой систем теплоснабжения являются котельные. Показано, что включение когенерационных источников в состав систем теплоснабжения, способствует росту их энергоэффективности, а размещение пиковых источников тепловой энергии в непосредственной близости от теплоприемников позволяет снизить тепловые потери и повысить безотказность тепловых сетей. С ростом доступности электроэнергии возникают предпосылки для применения электродкотлов и электробойлеров в качестве пиковых источников тепловой энергии. Предложенные изменения необходимо предусматривать в Схемах теплоснабжения, разрабатываемых органами муниципального самоуправления, которым следует оказать поддержку со стороны экспертного сообщества для повышения инвестиционной привлекательности теплоэнергетики.

Ключевые слова: система теплоснабжения, источник тепловой энергии, когенерационный источник, тепловая сеть, надежность, гибкость, энергетическая эффективность, экологичность

DOI: 10.31857/S0002331023040040, EDN: YKHQHW

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность систем теплоснабжения определяется основными свойствами, отражающими энергетическую, экономическую и экологическую природу процессов производства, передачи и потребления тепловой энергии. Гармонизация этой триады позволяет обеспечить ресурсную, экономическую и технологическую допустимость теплоэнергетики. Достигается это за счет принятия основных решений при построении системы теплоснабжения на основании данных о доступных видах первичных энергоресурсов, теплоносителей, источников тепловой энергии, а также систем регу-

лирования отпуска и передачи тепла, обеспечивающих при изменениях внешних условий и внутренних факторов согласованное функционирование элементов системы.

В мире имеется определенный опыт в создании систем теплоснабжения, использующих различные первичные энергоресурсы и технологии получения тепловой энергии. Универсального решения по созданию эффективной системы теплоснабжения нет и не может быть из-за существенных отличий климатических зон, обеспеченности первичными энергоресурсами, а также наличия факторов, определяющих техническую политику в области удовлетворения потребителей в тепловой энергии.

В России имеются различные системы теплоснабжения, однако в населенных пунктах с высокой концентрацией тепловых нагрузок наибольшее распространение получили системы централизованного теплоснабжения. В этих системах производство тепловой энергии осуществляется на источниках, использующих в основном органическое топливо, а теплоносителем служит пар или вода. Повышение их эффективности является одной из приоритетных задач государственной политики Российской Федерации, что отражено в Федеральном законе от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергоэффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», а также государственной программе Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 № 321. Основные цели Государственной программы состоят в достижении:

- повышения эффективности обеспечения потребностей внутреннего рынка Российской Федерации соответствующими объемами производства продукции и услуг отраслей топливно-энергетического комплекса;
- повышения инвестиционной активности в отраслях топливно-энергетического комплекса;
- уменьшения негативного воздействия отраслей топливно-энергетического комплекса на окружающую среду и адаптацию их к изменениям климата.

Применительно к системам теплоснабжения это должно проявляться в росте надежности и качества теплоснабжения, повышении инвестиционной привлекательности теплоэнергетики, экономической доступности тепловой энергии, а также сокращении вредных выбросов в окружающую среду при ее производстве, передаче и потреблении. С позиций системного подхода система теплоснабжения является сложным техническим объектом, включающим в себя три основных элемента, выполняющие указанные функции. В Федеральном законе «О теплоснабжении» от 27.07.2010 № 190-ФЗ дано определение системы теплоснабжения, как совокупности источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями. Следует отметить, что чем эффективнее реализуется каждая из перечисленных функций, тем более эффективна система теплоснабжения в целом.

Основными показателями, указывающими на эффективность источников тепловой энергии, являются: коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) и коэффициент использования установленной тепловой мощности (КИУМ). Кроме того, еще одной характеристикой для когенерационных источников является коэффициент полезного действия (КПД) используемой технологии для выработки электроэнергии. Показателями, характеризующими тепловые сети, является их аварийность, тепловые потери и расход энергии на транспорт теплоносителя, который пропорционален протяженности трубопроводов. Эффективность тепловых сетей во многом определяется рельефом местности, диаметром трубопроводов и возможностями регулировать гидравлический и термодинамический режим работы при изменении топологии сети. Эффективность теплопотребляющих установок характеризуется потерями при потреблении тепловой энергии, которая зависит от реализуемых мер по энергосбережению. В этой части важную роль играет наличие приборов учета потребляемой тепловой энергии, погодозависимого регулирования в системах отопления, вентиля-

ции и горячего водоснабжения, а также средств поддержания постоянства перепада давления и других, предназначенных для автоматического регулирования теплоотдачи отопительных приборов.

Решение указанного комплекса технических, экономических и экологических задач является предметом разработки “Схем теплоснабжения муниципальных образований” (СТ), в составе которых должны приниматься основные решения, направленные на повышение эффективности систем теплоснабжения. Если в городах с численностью более 500 тыс. человек СТ проходят экспертизу и утверждение в Минэнерго России, то для остальных городов такая процедура не предусмотрена. В этих условиях наиболее остро стоит вопрос повышения эффективности систем теплоснабжения в малых, средних и больших городах. Помимо принятия основных технических решений в СТ должны быть предусмотрены способы их реализации, включая создание благоприятных условий для привлечения инвестиций в требуемых объемах. В этом вопросе важнейшим показателем является срок окупаемости инвестиций при определенной норме доходности в сочетании с сохранением приемлемых цен на тепловую энергию для потребителей.

Объектом исследования является система теплоснабжения муниципального образования. Предметом исследования – перечень мероприятий, направленных на повышение их эффективности. Основная гипотеза состоит в том, что повышение эффективности систем теплоснабжения возможно за счет внесения изменений в состав источников тепловой энергии, а также размещения пиковых источников вблизи теплоприемников для облегчения режима работы тепловых сетей.

Целью исследования является проведение системного анализа эффективности систем теплоснабжения муниципальных образований и мероприятий по ее повышению. Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ энергоэффективности производства тепловой энергии;
- анализ аварийности и потерь в тепловых сетях;
- исследование способов повышения гибкости теплоснабжения и влияния перехода на применение электродкотлов и электробойлеров в качестве пиковых источников тепловой энергии.

В результате были разработаны предложения по повышению энергоэффективности производства тепловой энергии, снижению частоты отказов систем теплоснабжения и потерь при транспортировке теплоносителя, а также снижению величины прямых и косвенных выбросов. Сформулированные предложения предназначены для учета при разработке “Схем теплоснабжения муниципальных образований” с целью повышения гибкости систем теплоснабжения за счет взаимозаменяемости видов топлива, энергии и источников тепловой энергии.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Согласно информационно-аналитическому докладу [1] в России на текущий момент функционирует около 600 тепловых электростанций и свыше 76.5 тыс. отопительных котельных. Источники тепловой энергии в сумме вырабатывают около 1221.4 млн Гкал [2] и обеспечивают тепловой энергией потребителей, которыми примерно в равных долях является промышленность и население.

Потребность в тепловой мощности (Q) с учетом климатических и других особенностей России в 2.5–5 раз выше, чем в электрической (P), и варьируется в зависимости от федерального округа. Соотношение потребности в тепловой (WQ) и электрической (WP) энергии по федеральным округам России изменяется в диапазоне от 0.5 до 1.9, как показано на рис. 1 (ЦФО – Центральный федеральный округ, СЗФО – Северо-Западный, ЮФО – Южный, СКФО – Северо-Кавказский, УФО – Уральский, СФО – Сибирский).

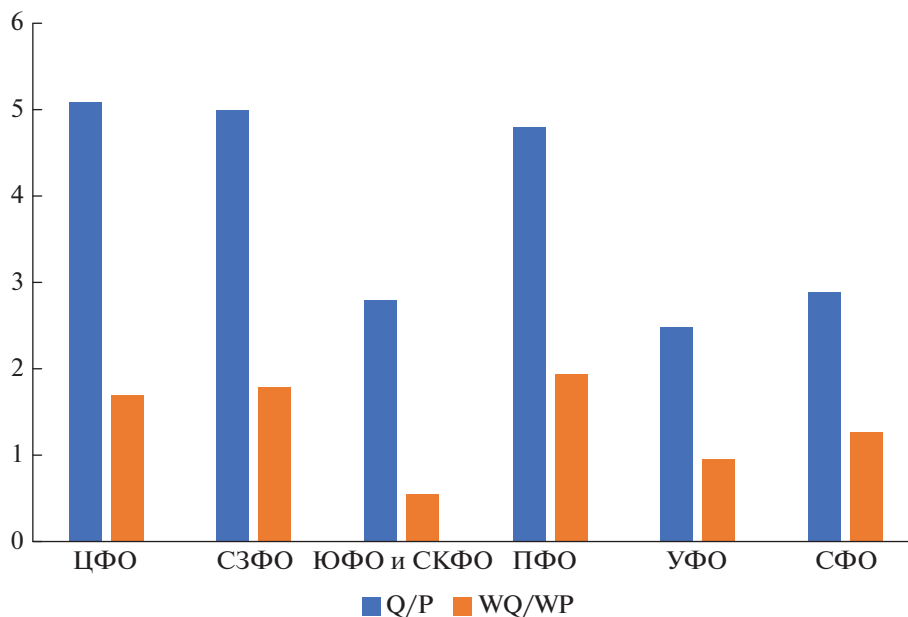


Рис. 1. Соотношение установленных мощностей и выработки тепловой и электрической энергии по федеральным округам.

Общеизвестно, что производство тепловой энергии на когенерационных источниках отличает более высокая энергоэффективность, чем при раздельном производстве энергии с использованием углеводородного топлива. Поэтому в крупных и крупнейших городах доминирующими источниками тепловой энергии являются ТЭЦ с паросиловыми установками (ТЭЦ-ПСУ). В регионах со стабильным газоснабжением и большим спросом на тепловую энергию возможно проведение модернизации существующих ТЭЦ-ПСУ с применением газотурбинных установок (ГТУ) и их преобразование в ТЭЦ-ГТУ. Примеры такой модернизации известны. Отдельно следует отметить ТЭЦ на базе парогазовых установок (ПГУ), отличающихся высоким электрическим КПД около 55–60%.

В общей сложности с ТЭЦ отпускается около 60% тепловой энергии [3]. Наличие ТЭЦ позволяет муниципальным образованиям добиться решения поставленной в “Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г.” задачи – формирование эффективных рынков теплоснабжения с приоритетом когенерационных источников при соблюдении баланса интересов хозяйствующих субъектов и потребителей. Котельные в этих населенных пунктах выполняют функции аварийных и пиковых источников тепла в зоне действия ТЭЦ, хотя обладают более высокими КПИТ, при этом их КИУМ существенно ниже, чем на ТЭЦ, работающих в теплофикационном режиме (рис. 2).

Котельные являются основными источниками тепловой энергии в малых, средних и больших городах, где они служат основой коммунальной системы теплоснабжения и горячего водоснабжения. Кроме того, котельные, выполняющие функции основного источника тепловой энергии, располагаются в удаленных районах крупных и крупнейших городов на территориях, за пределами радиуса эффективного теплоснабжения ТЭЦ.

По действующим правилам вся вырабатываемая на ТЭЦ электроэнергия поставляется на оптовый рынок электрической энергии и мощности (ОРЭМ) [4–6], что лиша-

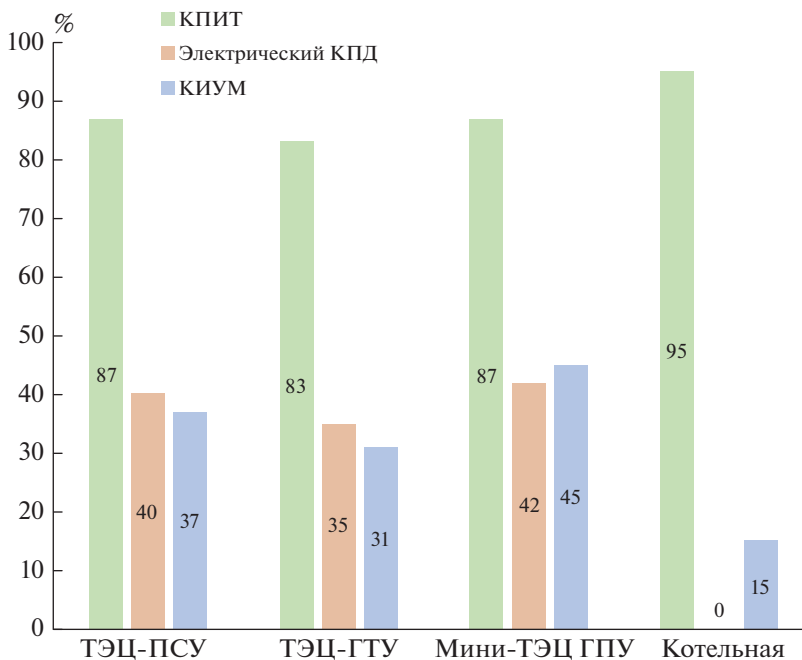


Рис. 2. Эффективность производства энергии на различных теплоисточниках.

ет городскую коммунальную инфраструктуру источников, производящих электроэнергию на их территории. Учитывая долю ТЭЦ в структуре генерирующих мощностей, можно считать, что около 30% электроэнергии в ЕЭС России вырабатывается на ТЭЦ в теплофикационном режиме. Наличие в городах мини-ТЭЦ электрической мощностью до 25 МВт, работающих на розничном рынке электроэнергии, позволяет включать их в состав коммунальной энергетической инфраструктуры для обеспечения потребителей тепловой и электрической энергией непосредственно от этих источников.

Такие проектные решения уже реализованы во Владивостоке, где необходимость мини-ТЭЦ была обоснована особенностью местоположения и наличием островных и полуостровных территорий с затрудненным технологическим присоединением к системе теплоснабжения города [7]. В Новосибирске был реализован проект мини-ТЭЦ “Березовая” на базе газопоршневых установок, строительство которой было обосновано как экономически более эффективное решение, в сравнении с технологическим присоединением к имеющимся тепловым и электрическим сетям. Подобные проекты реализованы в городах Москва, Санкт-Петербург, Казань, Южно-Сахалинск и др.

Анализ СТ показал, что такие решения практически не рассматриваются в малых, средних и больших муниципальных образованиях, где программы развития систем теплоснабжения разрабатываются доминирующими субъектами и направлены исключительно на достижение собственных бизнес-интересов. Такой подход к управлению развитием систем теплоснабжения во многом не учитывает положения “Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г.” [8], направленные на повышение эффективности производства энергии. В итоге в большинстве населенных пунктов разработчиками схем централизованного теплоснабжения выступают доминирующие собственники источников тепловой энергии, являющиеся монополистами, которые препятствуют развитию конкуренции на рынке тепловой энергии. Поэтому в СТ закладываются решения, соответствующие их технической политике и



Рис. 3. Корреляция между отказами в тепловых сетях, выявленными в период испытаний и в отопительный период в г. Новокузнецк за 2017–2021 гг.

бизнес-интересам. По существу СТ городов реализуют бизнес-план доминирующего субъекта, где повышение энергетической эффективности уступает место целям по получению максимальных доходов, что снижает экономическую доступность тепловой энергии для потребителей.

Не обладая достаточными финансовыми и кадровыми ресурсами, а зачастую не имея альтернатив и поддержки со стороны субъектов РФ, муниципальные власти в малых, средних и больших городах вынуждены поддерживать процесс котельнизации, что приводит к низкой энергетической эффективности производства тепловой энергии.

НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Суммарная протяженность магистральных трубопроводов в России составляет более 250 тыс. км. При этом их техническое состояние оценивается как неудовлетворительное, о чем свидетельствует анализ раздела “Надежность теплоснабжения” главы 1 и главы “Оценка надежности теплоснабжения” СТ различных муниципальных образований.

В “Схеме теплоснабжения в административных границах города Новокузнецк на период до 2032 г. (актуализация на 2023 г.)” представлена статистика отказов в тепловых сетях за период с 2017 по 2021 гг. На рис. 3 показана взаимосвязь между числом отказов, выявленных в ходе испытаний, и отказов в отопительный период. Очевидно, что отказы в отопительный период имеют более негативные последствия для потребителей, чем в межотопительный период, следовательно отказам в отопительный период должно уделяться особое внимание (рис. 3).

В “Схеме теплоснабжения г. Новосибирска на период до 2033 г. (актуализация на 2023 г.)” показан рост числа отказов как в магистральных, так и внутриквартальных

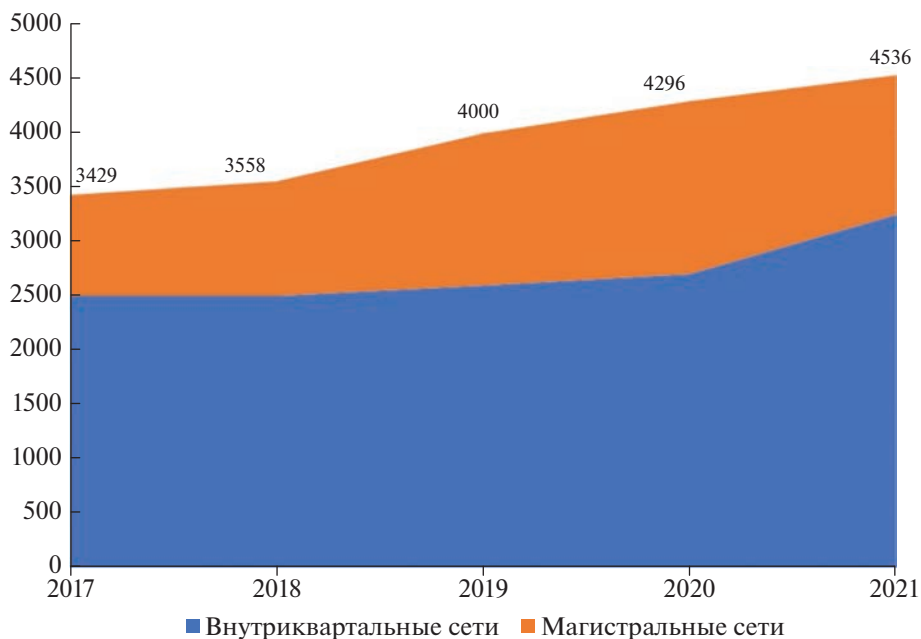


Рис. 4. Динамика отказов на тепловых сетях доминирующего субъекта теплоснабжения.

сетях. В качестве основной причины аварий указан коррозионный износ трубопроводов (рис. 4).

Ежегодный рост числа отказов составляет около 10%, что в последние годы вызывает беспокойство состоянием внутриквартальных тепловых сетей, находящихся в основном в собственности муниципалитета. Этим объясняется заинтересованность муниципалитета передать эти сети в концессию ООО «НТСК», которым владеет ООО «СГК». По факту заключения концессионного соглашения собственник будет распоряжаться не только основными ТЭЦ и крупными котельными, но и всеми магистральными и значительной частью внутриквартальных тепловых сетей г. Новосибирска. По существу, контроль и управление функционированием системы теплоснабжения перейдет в руки одного монополиста, имеющего цель – получение максимальных доходов на рынке тепловой энергии.

Для повышения бесперебойности работы тепловых сетей необходимо реализовывать комплекс мероприятий, включающий техническое диагностирование, экспертизу промышленной безопасности, механические испытания и химический анализ состава металла трубопроводов тепловых сетей, тепловизионная инфракрасная съемка, после чего принимается решение о капитальном ремонте отдельных участков. Наиболее капиталоемким мероприятием является замена трубопроводов. Учитывая большую протяженность тепловых сетей в черте городской застройки, это не только дорогостоящее, но и продолжительное по времени мероприятие, сопровождающееся трудностями с организацией дорожного движения в период проведения работ, а также вредными выбросами в окружающую среду и другими негативными последствиями. Однако при хроническом недофинансировании есть все основания утверждать, что тепловые сети с позиций бесперебойности теплоснабжения являются наиболее слабым звеном, и важно найти решение по облегчению режима их работы.

Еще одним способом повышения надежности тепловых сетей является резервирование отдельных участков путем установки перемычек между трубопроводами со схо-

жими гидравлическими режимами. Так в системе теплоснабжения г. Новосибирска эти переключки позволяют поддерживать работоспособное состояние тепловых сетей в системе централизованного теплоснабжения от четырех ТЭЦ в течение 35 ч.

Анализ СТ таких городов как Новокузнецк, Канск и других позволил выявить отсутствие в планах мероприятий по резервированию трубопроводов тепловых сетей. Более того, в некоторых городах зафиксированы случаи разукрупнения систем теплоснабжения с ликвидацией переключек между тепловыми сетями (например, г. Кемерово) в интересах доминирующего субъекта теплоснабжения, ограничивающего таким образом поставку тепловой энергии от других источников в свою зону действия.

Низкая надежность трубопроводов в системах теплоснабжения становятся причинами крупных коммунальных аварий. В январе 2023 г. из-за прорыва трубопроводов без отопления остались селитебные зоны г. Хабаровск. А в конце 2022 г. ряд крупных аварий произошел в городах Новосибирск и Курск [9–11]. Большинство аварий происходит в период резкого понижения температур, что обусловлено размещением резервных и пиковых котельных в непосредственной близости от теплотрасс для отпуска тепла в общую тепловую сеть. Это сопровождается увеличением гидравлической нагрузки на тепловую сеть, что приводит к росту количества отказов и отключению потребителей, особенно на трубопроводах с высоким уровнем коррозионного износа.

Причинами технологических нарушений также является наличие пиковых водогрейных котельных для поддержания необходимых параметров теплоносителя в системах теплоснабжения. Эти котельные оказывают существенное влияние на режимы работы тепловой сети. Возникающие скачки скорости теплоносителя в тепловых сетях (свыше 3.5 м/с) с высокой температурой теплоносителя могут приводить к гидроударам. Ситуация усугубляется неудовлетворительным техническим состоянием запорной арматуры в тепловых камерах, а также отсутствием квалифицированного ремонтного персонала, осуществляющего восстановление трубопроводных систем.

Приведем гидравлические уравнения коэффициентов объемного сжатия (β_v) и температурного расширения (β_t) воды соответственно:

$$\beta_v = \frac{\Delta V}{V \Delta P}, \text{ Па}^{-1}, \quad (1)$$

$$\beta_t = \frac{\Delta V}{V \Delta t}, \text{ }^\circ\text{C}^{-1}, \quad (2)$$

где ΔP – изменение давления, Па; ΔV – изменение объема, м³; Δt – изменение температуры, °С;

Из уравнений (1) и (2) следует, что при повышении разницы температур (Δt) наблюдается дополнительный рост разницы давления (ΔP). Анализ механических свойств материалов трубопроводов показывает, что при росте температуры и давления их механические свойства снижаются. Это подтверждается результатами расследования причин крупных коммунальных аварий с повреждением трубопроводов тепловых сетей.

Наглядным примером служит авария в г. Искитим, произошедшая 10 декабря 2022 г. Последствия гидроудара оставили без теплоснабжения 168 потребителей коммунальной, индивидуальной и муниципальной инфраструктуры [12]. Аналогичная ситуация была зафиксирована в г. Новосибирск [13], где в период с конца ноября по начало декабря 2022 г. произошли 3 крупные коммунальные аварии с нарушением теплоснабжения 146 жилых домов и 15 социальных объектов.

Особую роль в возникновении и развитии коммунальных аварий играют прерывания электроснабжения двигателей различных насосов, задвижек, запорной арматуры и другого оборудования на котельных и в тепловых сетях. Внешнее электроснабжение указанных объектов часто не соответствует требованиям к электроснабжению электроприемников второй категории надежности, что недопустимо.

Таблица 1. Тарифы на тепловую энергию в системах теплоснабжения г. Кемерово (2022 г.)

№ п/п	Источники тепловой энергии	Тариф, руб./Гкал
1.	Источники доминирующего субъекта теплоснабжения	3149.09
2.	Источники теплоснабжения остальных субъектов теплоснабжения	2171.52–2234.69

ПОТЕРИ И ДОСТУПНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Большие потери тепловой энергии при ее передаче снижают эффективность систем теплоснабжения даже в городах, где производство тепловой энергии осуществляется на источниках, использующих когенерационные технологии. Для компенсации потерь осуществляется сжигание дополнительного количества топлива с целью обеспечения требуемых параметров температуры и давления теплоносителя, что приводит к росту вредных выбросов и ухудшению экологической обстановки.

Так в г. Новосибирск суммарный объем выбросов вредных веществ в атмосферу от источников тепловой энергии в 2020 г. по сравнению с 2019 г. увеличился на 13.7% и составил 253.6 тыс. т, что составляет около 40% от всех выбросов. Во многом это обусловлено большими потерями в тепловых сетях г. Новосибирска. Они достигли 33% в зоне действия ТЭЦ, однако утвержденной в 2023 г. “Схемой теплоснабжения” предусмотрены мероприятия по переключения потребителей с котельных на ТЭЦ, что приведет к увеличению их радиуса теплоснабжения и росту нагрузки на тепловую сеть.

Это соответствует бизнес-интересам доминирующего субъекта, но с большой вероятностью приведет к росту числа аварий и потерь в тепловых сетях. При этом в зоне действия мини-ТЭЦ “Березовая”, находящейся в непосредственной близости от теплоприемников, потери тепловой энергии не превышают 6%, как показано в Главе 1 раздела 6.2 “Схемы теплоснабжения г. Новосибирска до 2033 г. (актуализация на 2023 г.)”.

В соответствии с правилами затраты, связанные с потерями при транспортировке тепловой энергии, включаются в тарифы на тепловую энергию, снижая для потребителей доступность теплоснабжения от энергоэффективных источников. Разукрупнение систем теплоснабжения, как было отмечено выше, также снижает доступность и надежность теплоснабжения потребителей. Стремление получить максимальные доходы за счет разукрупнения систем теплоснабжения покажем на примере г. Кемерово (табл. 1).

В Новосибирске с переходом в ценовую зону 1 июля 2022 г. рост тарифа на тепло составил 11.9% по сравнению с 1 кварталом 2022 г. [20], хотя со стороны субъекта теплоснабжения были выделены финансовые средства на ремонт тепловых сетей. Однако при этом выросли неплатежи со стороны населения, что с большой вероятностью приведет к сокращению затрат на капитальные ремонты в следующие периоды.

Снижение доступности тепловой энергии из-за роста тарифа оборачивается ростом неплатежей и нарастанием социальной напряженности во многих городах России. Так по состоянию на I квартал 2022 г. долги потребителей за тепловую энергию во всех регионах России суммарно составили около 315 млрд руб. [14]. При этом крупнейшие регионы Сибири вошли в топ-4 среди должников за тепловую энергию, чей долг составил около 6% от общего долга потребителей России (рис. 5).

Рост неплатежей за потребляемую тепловую энергию – это важный сигнал, указывающий на диспропорции в теплоэнергетике, обусловленные снижением эффективности централизованного теплоснабжения и нарастанием противоречий между потребителями и теплоснабжающими организациями. Задачей органов муниципального самоуправления является снижение остроты этих противоречий для сохранения и

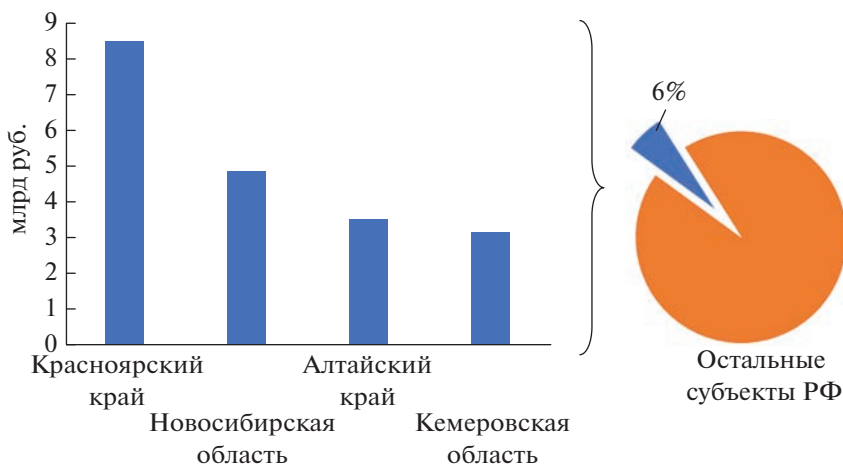


Рис. 5. Распределение долгов потребителей тепловой энергии.

развития систем теплоснабжения. Этого невозможно достичь без привлечения инвестиций в коммунальную энергетическую инфраструктуру для ее модернизации с применением наилучших доступных технологий в производстве и передаче тепловой энергии.

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ГИБКОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Сложившееся положение в теплоэнергетике требует пересмотра существующего порядка управления развитием систем теплоснабжения в муниципальных образованиях. Особое внимание следует уделить малым, средним и большим городам, где с целью повышения энергетической эффективности систем теплоснабжения необходимо включение в их состав источников тепловой энергии на базе когенерационной технологии.

Появление мини-ТЭЦ в составе городской коммунальной инфраструктуры позволит снизить для населения темпы роста тарифа на тепловую энергию, а для прочих потребителей темпы роста стоимости электрической энергии. При этом в муниципальных образованиях возникнут благоприятные условия для социально-экономического развития, что наиболее важно для городов со статусом территорий опережающего развития. Основой для создания мини-ТЭЦ могут служить средние и крупные котельные, работающие на природном трубопроводном или сжиженном газе, являющиеся доминирующим источником тепловой энергии и мощности в населенных пунктах или удаленных жилых микрорайонах. Модернизация этих котельных с применением когенерационных установок позволит повысить энергетическую эффективность, а также надежность электроснабжения собственных нужд и электроприемников, работающих в составе тепловых сетей. Это станет возможным благодаря появлению второго независимого источника электроснабжения – генераторов мини-ТЭЦ.

Наиболее перспективными из когенерационных установок являются газопоршневые установки и пароводяные винтовые турбины. Использование последних целесообразно на промышленных котельных, отпускающих пар для технологических процессов предприятий различных отраслей экономики. Опыт эксплуатации газопоршневых установок в отличие от газотурбинных показал их достаточную маневренность без существенного снижения электрического КПД, который выше, чем у паросиловых установок, установленных на ТЭЦ. Однако их работа с переменным графиком нагрузки электроприемников в зоне действия мини-ТЭЦ требует установки маневрен-

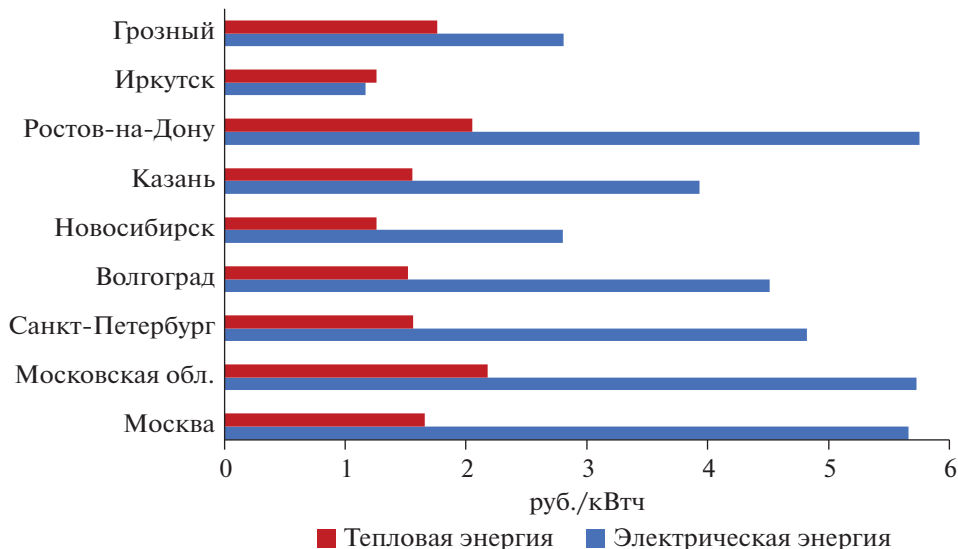


Рис. 6. Стоимость электрической и тепловой энергии для населения на единицу энергии в муниципальных образованиях РФ.

ного котельного оборудования, обеспечивающего постоянство отпуска тепловой энергии. Последнее требует оснащения мини-ТЭЦ котлами с горелками с широким диапазоном регулирования производства тепла.

Наличие мини-ТЭЦ в составе коммунальной энергетической инфраструктуры является обязательным условием для перехода в ценовую зону [15], а также открывает возможности для привлечения инвестиций в реконструкцию физически изношенных и морально устаревших тепловых сетей, с переходом на закрытую систему теплоснабжения.

Что касается технологий, применяемых на аварийных и пиковых источниках тепла, то наличие дополнительной выработки электроэнергии на мини-ТЭЦ позволит применять для этих целей электродкотлы и электробойлеры без наращивания дефицита электроэнергии в малых, средних и больших городах. Источники тепловой энергии, использующие электроэнергию в качестве первичного энергоресурса, относятся к экологически безопасным, однако высокая стоимость электроэнергии сдерживает их массовое использование. Согласно статистическим данным стоимость электроэнергии в большинстве городов России существенно выше тарифа на тепловую энергию (рис. 6).

Из данных, приведенных на рис. 6, можно сделать вывод, что экономическая целесообразность применения электродкотлов и электробойлеров существует только в Иркутской области. Однако следует учесть, что срок окупаемости мини-ТЭЦ, обеспечивающих электроснабжение населения по утвержденному в субъектах РФ тарифу, не превышает 7 лет с доходностью 12%. Очевидна инвестиционная привлекательность мини-ТЭЦ, если для аварийных и пиковых источников тепловой энергии будет установлен специальный тариф на электроэнергию. Фактически населению предлагается отказаться от индивидуальных отопительных и водогрейных приборов и перейти на использование коллективного оборудования, установленного в подъездах и домах.

Наличие разветвленной электрической сети и универсальность электроэнергии обуславливают привлекательность применения электродкотлов и электробойлеров, установка которых вблизи потребителей позволит снизить нагрузку на тепловые сети при резком и кратковременном снижении температуры. Это позволит снизить число

аварий на теплотрассах, что крайне важно, а также повысить управляемость и гибкость систем теплоснабжения за счет взаимозаменяемости одних источников тепловой энергии другими, использующими различные первичные энергоресурсы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Повышение эффективности систем теплоснабжения муниципальных образований требует системного подхода к решению комплекса проблем, включая изменение порядка разработки и проведения экспертизы “Схем теплоснабжения муниципальных образований” в первую очередь городов с населением до 500 тыс. человек.

Требуется исключить возможность лоббирования своих интересов доминирующими субъектами в ущерб интересам населения, теплоснабжение которого осуществляется в рамках оказания коммунальных услуг, ответственность за объем и качество которых возложено на органы муниципального самоуправления.

Для повышения энергетической эффективности систем теплоснабжения следует предусматривать увеличение доли производства тепловой энергии на когенерационных источниках, что требует создания благоприятных условий для инвестиций в сооружение мини-ТЭЦ. Для этого достаточно предусмотреть участие мини-ТЭЦ не только на рынке тепловой энергии, но и на розничном рынке электроэнергии, что предполагает, как минимум, их присоединение к городской распределительной сети.

Высокая аварийность тепловых сетей является основной причиной прерываний теплоснабжения. Проведение ремонтов и переключений участков трубопроводов в необходимых объемах требуют значительных затрат, которые не предусмотрены в тарифе на передачу тепловой энергии. Это приводит к росту их физического износа, а, следовательно, и росту числа отказов и аварий. Требуется повысить качество проведения испытаний тепловых сетей для своевременного выявления и устранения дефектов.

Снижение аварийности в тепловых сетях возможно за счет повышения управляемости процессом передачи теплоносителя или путем изменения режима работы тепловой сети, приблизив теплоисточники к теплоприемникам для покрытия пиковых нагрузок. Это обеспечит более равномерный режим работы тепловых сетей, а также позволит снизить тепловые потери и число отказов при передаче теплоносителя.

С появлением мини-ТЭЦ, вырабатывающих электрическую энергию, становится технически допустимым и экономически доступным применение электродкотлов и электробойлеров в качестве пиковых теплоисточников. Их размещение в непосредственной близости к теплоприемникам позволит повысить гибкость систем теплоснабжения.

Необходимо проведение дальнейших исследований для доказательства состоятельности гипотезы о том, что внесение изменений в структуру теплоисточников и топологию тепловых сетей, образующих систему теплоснабжения, позволяет обеспечить комплексное решение проблемы повышения их эффективности.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 21-79-30013) в Институте энергетических исследований Российской академии наук.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 14.07.2022) “Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации” (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2023).
2. Информационно-аналитический доклад о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2020 г. // <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/22832/181259> (дата обращения: 05.03.2023).
3. Дильман М.Д., Филиппов С.П. Требования к топливной эффективности перспективных когенерационных установок // Изв. РАН. Энергетика. 2017. № 5. С. 102–111.

4. Бойко Е.Е., Бык Ф.Л., Мышкина Л.С. Гибкость и энергоэффективность систем энергоснабжения // Энергетик. 2022. № 9. С. 24–28.
5. Бойко Е.Е., Бык Ф.Л., Илюшин П.В., Мышкина Л.С. Способы повышения эффективности территориальных систем энергоснабжения // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2022. Т. 65. № 4. С. 108–117.
6. Молодюк В.В. Математическая модель работы ТЭЦ на рынке электроэнергетики и тепла // Энергетик. 2014. № 11. С. 12–16.
7. Схема теплоснабжения Владивостокского городского округа на период до 2036 г. (актуализация на 2023 г.).
8. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г. // <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 05.03.2023).
9. Главные новости политики, экономики и бизнеса, комментарии аналитиков, финансовые данные с российских и мировых биржевых систем // <https://www.rbc.ru/rbcfreenews/639093419a7947428cfa5a1a?from=newsfeed> (дата обращения: 05.03.2023).
10. Главные новости политики, экономики и бизнеса, комментарии аналитиков, финансовые данные с российских и мировых биржевых систем // https://nsk.rbc.ru/nsk/02/12/2022/638a04ed9a794777f3641870?from=from_main_11 (дата обращения: 05.03.2023).
11. РИА Новости. События в Москве, России и мире // <https://ria.ru/20230119/khabarovsk-1845868548.html> (дата обращения: 05.03.2023).
12. Главные новости политики, экономики и бизнеса, комментарии аналитиков, финансовые данные с российских и мировых биржевых систем // https://nsk.rbc.ru/nsk/12/12/2022/6396b1519a79475ad9573c89?from=from_main_5 (дата обращения: 05.03.2023).
13. Главные новости политики, экономики и бизнеса, комментарии аналитиков, финансовые данные с российских и мировых биржевых систем // https://nsk.rbc.ru/nsk/02/12/2022/638a04ed9a794777f3641870?from=from_main_11 (дата обращения: 05.03.2023).
14. Онлайн-журнал о жизни в Кузбассе // <https://sibdepo.ru/news/zhiteli-i-organizatsii-kuzbassa-zadolzhali-bolee-3-mlrd-rublej-za-teplo-i-goryachuyu-vodu.html> (дата обращения: 05.03.2023).
15. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ (ред. от 01.05.2022) “О теплоснабжении”.

Heat Efficiency in Municipalities

E. E. Boyko^a, F. L. Byk^b, P. V. Ilyushin^{a, *}, and L. S. Myshkina^b

^a*Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

^b*Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia*

*e-mail: ilyushin.pv@mail.ru

A complex analysis of heat supply systems from the standpoint of reliability, efficiency and environmental friendliness has been carried out. It has been revealed that in heat supply systems the weakest link in terms of reliability is heat networks. The main number of accidents accompanied by interruption of thermal energy supply occurs on them. The cost and availability are the basis for the efficiency of the primary energy resources used, including: the energy efficiency of technologies, their conversion into useful types of energy, as well as the amount of losses in the transfer of thermal energy to heat receivers. Environmental friendliness is determined by the volume of harmful emissions during the production and transmission of the heat conductor. Methods for improving the indicated properties of heat supply systems are proposed, which is especially important for small, medium and large cities, where boiler houses are the basis of heat supply systems. It is shown that the inclusion of cogeneration sources in the composition of heat supply systems contributes to the growth of their energy efficiency. Peak sources of thermal energy, located in close proximity to heat sinks, can reduce heat losses and increase the reliability of heat networks. With the increase in the availability of electricity, prerequisites arise for the use of electric boilers as peak sources of thermal energy. The proposed changes should be included in the Heat Supply Schemes developed by municipal authorities, which should be supported by the expert community in order to increase the investment attractiveness of the thermal power industry.

Keywords: heat supply system, source of thermal energy, cogeneration source, heat network, reliability, flexibility, energy efficiency, environmental friendliness