

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛОГО ЗДАНИЯ В ЗАБАЙКАЛЬСКОМ КРАЕ

Джэндубаев З.А.-З.

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»», 111250, Москва, Россия  
*e-mail: dzhendubaevzurab@gmail.com*

В условиях холодного климата и ограниченной доступности сетевого газа значительная часть индивидуального жилищного фонда использует электрическое и твердотопливное отопление, что повышает нагрузку на энергосистему и усиливает локальные экологические эффекты. В работе выполнено сравнительное исследование трёх конфигураций теплоснабжения индивидуального жилого дома: базовая система электрического отопления; электрическое отопление с добавлением солнечных тепловых коллекторов; гибридная система «солнечные коллекторы – геотермальный тепловой насос – сезонное скважинное хранилище тепла (BTES)». Оценка проведена методом динамического имитационного моделирования годового цикла работы систем с использованием программного комплекса Polysun и климатических данных типового метеорологического года. Сопоставление выполнено по годовым энергетическим показателям при неизменных характеристиках здания и режимах эксплуатации. Полученные результаты показывают, что использование солнечных коллекторов в схеме с прямым электрическим нагревом обеспечивает ограниченный эффект, тогда как применение теплового насоса совместно с BTES позволяет существенно снизить годовое электропотребление системы при сопоставимом обеспечении тепловой нагрузки. Практическая значимость работы связана с обоснованием применимости гибридных солнечно-геотермальных систем для распределённых решений теплоснабжения в условиях холодного климата Дальнего Востока России.

**Ключевые слова:** альтернативные системы теплоснабжения, солнечные тепловые коллекторы, тепловой насос, сезонное аккумулирование тепла, BTES, имитационное моделирование, Polysun, холодный климат, Забайкальский край.

## ASSESSING THE EFFICIENCY OF ALTERNATIVE HEATING SYSTEMS FOR A RESIDENTIAL BUILDING IN ZABAIKALSKY KRAI

Dzhendubaev Z.A.-Z.

*National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (MPEI),  
111250, Moscow, Russia*

In cold-climate regions with limited access to natural gas, individual housing often relies on electric heating and solid fuels, which increases peak electricity demand and intensifies local air-pollution impacts. This paper provides a comparative assessment of three heating configurations for a single-family dwelling: (1) a baseline electric heating system; (2) electric heating supplemented by solar thermal collectors; and (3) a hybrid solar-geothermal system combining solar thermal collectors, a ground-source heat pump, and seasonal borehole thermal energy storage (BTES). The systems are analyzed using year-round dynamic simulation with typical meteorological year data. The comparison is performed using annual energy indicators under identical building and operational assumptions. The results indicate that adding solar collectors to direct electric heating provides a limited reduction in annual electricity use, while integrating a heat pump with BTES can deliver a pronounced decrease in electricity consumption at comparable thermal service levels. The study supports the feasibility of hybrid solar-geothermal heating solutions for distributed heating applications in cold climate of the Far Eastern regions of the Russian Federation.

**Keywords:** alternative heating systems, solar thermal collectors, heat pump, seasonal thermal energy storage, BTES, dynamic simulation, cold climate, Zabaikalsky Krai.

### 1. Введение

Для регионов с продолжительным отопительным периодом и ограниченной обеспеченностью сетевым природным газом выбор конфигурации теплоснабжения индивидуальных жилых зданий является определяющим фактором как энергетической, так и экологической устойчивости. Забайкальский край относится к Дальневосточному федеральному округу (ДФО) [1], при этом для ряда территорий макрорегиона характерна ограниченная газовая инфраструктура, что поддерживает спрос на электрическое и твердотопливное отопление. По данным открытых источников, уровень газификации субъектов ДФО существенно ниже среднерос-

сийского, а в отдельных регионах централизованное газоснабжение отсутствует либо охватывает ограниченные зоны [2]. В таких условиях электроотопление становится технологически простым решением, однако его массовое применение приводит к росту зимних максимумов нагрузки и увеличению эксплуатационных затрат потребителей.

Параллельно сохраняется высокая доля автономного теплоснабжения на твёрдом топливе (уголь, дрова), что формирует выраженные локальные эффекты загрязнения воздуха в отопительный сезон. Для территорий Байкальского региона и сопредельных районов показано, что вклад автономных источников тепла может быть значимым в

структуре выбросов загрязняющих веществ [3]. На международном уровне отмечается, что бытовое сжигание твёрдого топлива остаётся одним из факторов риска для здоровья населения из-за загрязнения воздуха в помещениях и в приземном слое атмосферы [4]. Следовательно, поиск и обоснование альтернативных, более экологически приемлемых конфигураций теплоснабжения индивидуального сектора остаётся актуальной прикладной задачей.

Солнечные тепловые системы рассматриваются как один из наиболее зрелых инструментов снижения доли ископаемого топлива в теплоснабжении, что подтверждается статистикой мировых внедрений [5]. Технологические особенности солнечных коллекторов и области их применения систематизированы в обзорных работах, где показано, что наибольшая эффективность достигается при согласовании температурного уровня потребителя и режимов работы системы [6]. Однако для холодного климата характерен сезонный дисбаланс: максимальная доступность солнечной энергии наблюдается летом, тогда как пик тепловой нагрузки приходится на зимний период. В связи с этим для повышения доли замещения традиционных источников тепла требуется использование систем аккумулирования, включая сезонные решения [7].

Одним из наиболее перспективных подходов к устранению сезонного дисбаланса является сезонное аккумулирование тепла в грунте (STES), в том числе в виде скважинного хранилища BTES. Концепции сезонного хранения и их применимость для зданий подробно рассмотрены в обзорных публикациях [7,8], а также в работах, посвящённых солнечным системам теплоснабжения с подземным аккумулированием [9]. Практика реализации крупных объектов солнечного теплоснабжения с сезонным хранением демонстрирует достижение высоких долей солнечного покрытия при корректном подборе параметров накопителя и схемы теплоснабжения [10,11].

Для индивидуального сегмента и холодного климата особый интерес представляют гибридные архитектуры, в которых солнечная теплота сочетается с тепловым насосом. Такие решения позволяют повысить эффективность преобразования энергии и компенсировать сезонные ограничения солнечного ресурса, что отмечается в сравнительных обзорах систем сезонного хранения с тепловыми насосами [12]. Результаты моделирования гибридных систем с тепловым насосом и подземным накоплением подтверждают потенциал существенного снижения потребления электроэнергии при корректной конфигурации оборудования [13]. При этом ключевым условием корректного сопоставления альтернативных схем является применение динамического имитационного моделирования, позволяющего учесть нестационарные климатические воздействия, режи-

мы управления и тепловую инерционность накопителей. В настоящей работе для решения данной задачи используются программный комплекс Polysun [14] и климатическая база Meteonorm [15]; целью исследования является сравнительная оценка трёх конфигураций теплоснабжения индивидуального жилого здания в климатических условиях Забайкальского края.

## **2. Объект исследования и рассматриваемые конфигурации систем теплоснабжения**

Объектом исследования является индивидуальное жилое здание, для которого рассматривается покрытие годовой тепловой нагрузки на отопление и горячее водоснабжение (ГВС). В качестве базовой системы отопления принят низкотемпературный контур (тип «тёплый пол»), что соответствует современной практике повышения эффективности источников тепла и, в частности, тепловых насосов. Параметры здания, профили эксплуатации и тепловая нагрузка во всех расчётах задаются одинаково, чтобы обеспечить корректное сравнение энергетических показателей различных конфигураций.

В работе анализируются три конфигурации альтернативных систем теплоснабжения, отличающиеся составом оборудования и способом вовлечения возобновляемой энергии (рис. 1 а-в). Принципиальная схема каждой конфигурации рассматривается на уровне потоков энергии и функций элементов системы, без привязки к конкретным фирмам-производителям оборудования; детальные параметры, используемые в имитационном моделировании, приведены в разделе 3.

### **2.1. Конфигурация 1 – базовая система прямого электрического теплоснабжения**

Конфигурация 1 принята в качестве базовой для сравнения и представляет собой систему теплоснабжения с прямым электрическим преобразованием энергии. Покрытие тепловой нагрузки осуществляется электрическим нагревателем через буферную ёмкость, обеспечивающую сглаживание кратковременных неравномерностей нагрузки и работу системы отопления в заданном температурном режиме. Данная конфигурация является технологически простой, но при холодном климате приводит к значительному годовому потреблению электроэнергии и росту зимних максимумов нагрузки.

### **2.2. Конфигурация 2 – электрическое теплоснабжение с солнечными тепловыми коллекторами**

Конфигурация 2 дополняет базовую схему солнечными тепловыми коллекторами, передающими теплоту в систему через теплообменный контур и буферную ёмкость. Дефицит теплоты (в периоды низкой инсоляции и/или высокой тепловой нагрузки) компенсируется электрическим нагревателем. Технологические особенности солнечных коллекторов и общие принципы их применения в системах

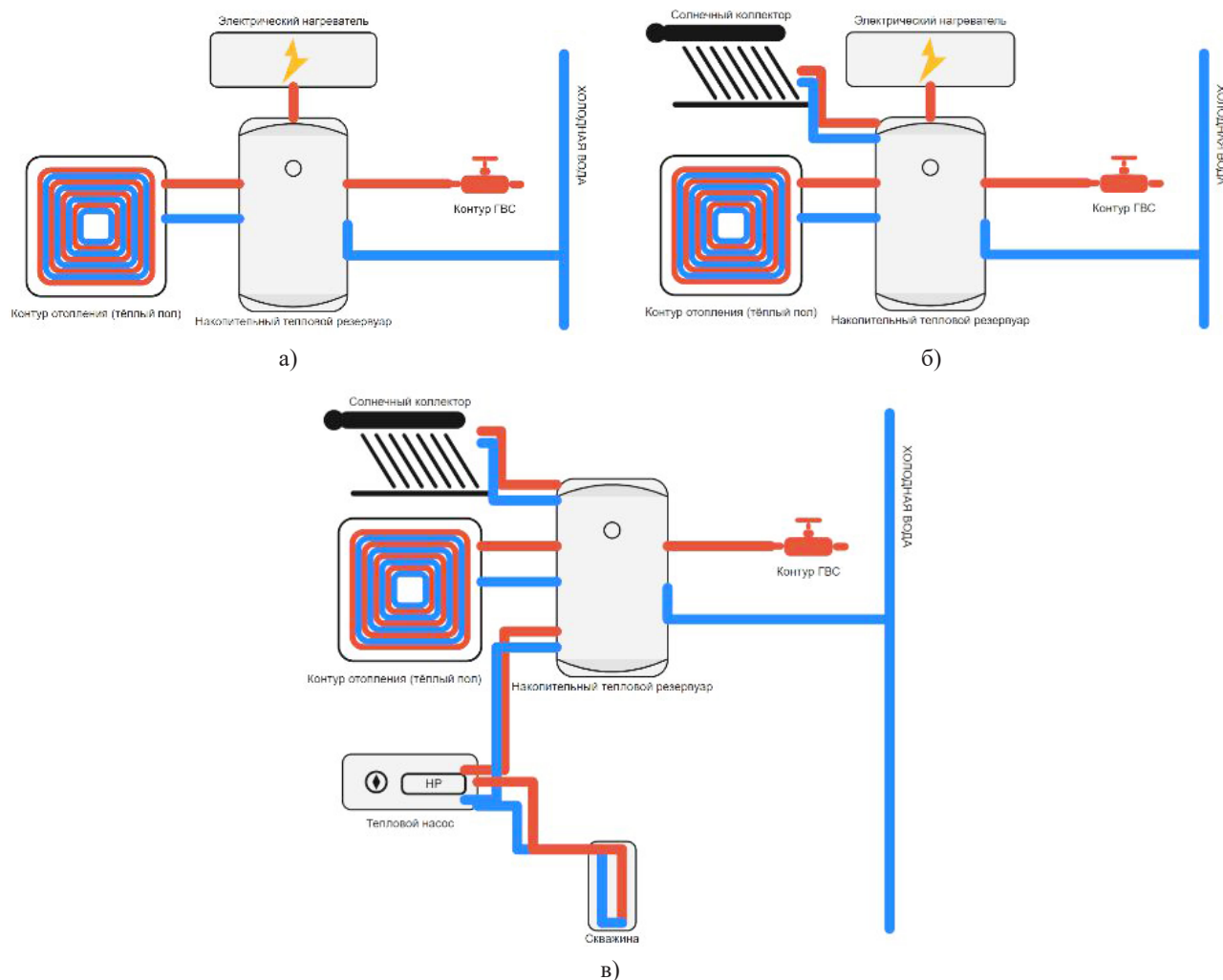


Рис. 1. Рассматриваемые конфигурации систем теплоснабжения: а) – конфигурация 1; б) – конфигурация 2; в) – конфигурация 3

теплоснабжения подробно рассмотрены в обзорной литературе [6]. Вместе с тем для холодного климата характерен сезонный дисбаланс между поступлением солнечной энергии и потребностью в тепле, что ограничивает глубину замещения традиционного источника без использования аккумулирования [7].

### 2.3. Конфигурация 3 – гибридная система «солнечные коллекторы – тепловой насос – сезонное скважинное хранилище тепла (BTES)»

Конфигурация 3 является гибридной и включает солнечные тепловые коллекторы, тепловой насос и грунтовый контур, функционирующий как низкопотенциальный источник теплоты и/или среда сезонного аккумулирования. В тёплый период солнечная теплота используется не только для текущих нужд, но и для повышения энергетического потенциала грунтового массива (режим сезонной зарядки), что направлено на улучшение условий работы теплового насоса в отопительный период. Подходы к сезонному аккумулированию теплоты в грунте, включая BTES, и их роль в повышении солнечной доли в годовом балансе систем теплоснабжения представлены в обзорных исследованиях и публикациях по реализованным объектам [7-9]. Отдель-

ные работы по моделированию гибридных систем с тепловым насосом и подземным аккумулированием подтверждают перспективность гибридных схем для снижения потребления электроэнергии при корректном подборе параметров и стратегии управления [10,11]. В контексте настоящей работы конфигурация 3 рассматривается как потенциально наиболее эффективное решение для холодного климата за счёт совместного действия двух факторов: вовлечение солнечной теплоты и повышение эффективности использования электроэнергии тепловым насосом.

### 3. Методика моделирования

Оценка эффективности рассмотренных в разделе 2 конфигураций 1-3 выполнена методом динамического имитационного моделирования годового цикла работы систем теплоснабжения в программном комплексе Polysun. Расчётная климатическая точка – г. Чита. Для обеспечения сопоставимости результатов во всех расчётных конфигурациях приняты одинаковые исходные условия: параметры здания, режимы отопления и потребления горячей воды рассматриваются как фиксированные граничные условия, а различия итоговых энергетических

показателей обусловлены исключительно составом оборудования и алгоритмами управления.

В Polysun сформированы три независимые расчётные схемы, соответствующие конфигурациям 1-3. Реализация схем приведена на рис. 2 а-в. Расчёт

выполнен для годового периода с единым шагом моделирования для всех конфигураций.

Для конфигурации 3 реализована стратегия управления, обеспечивающая использование избыточной солнечной теплоты в тёплый период для

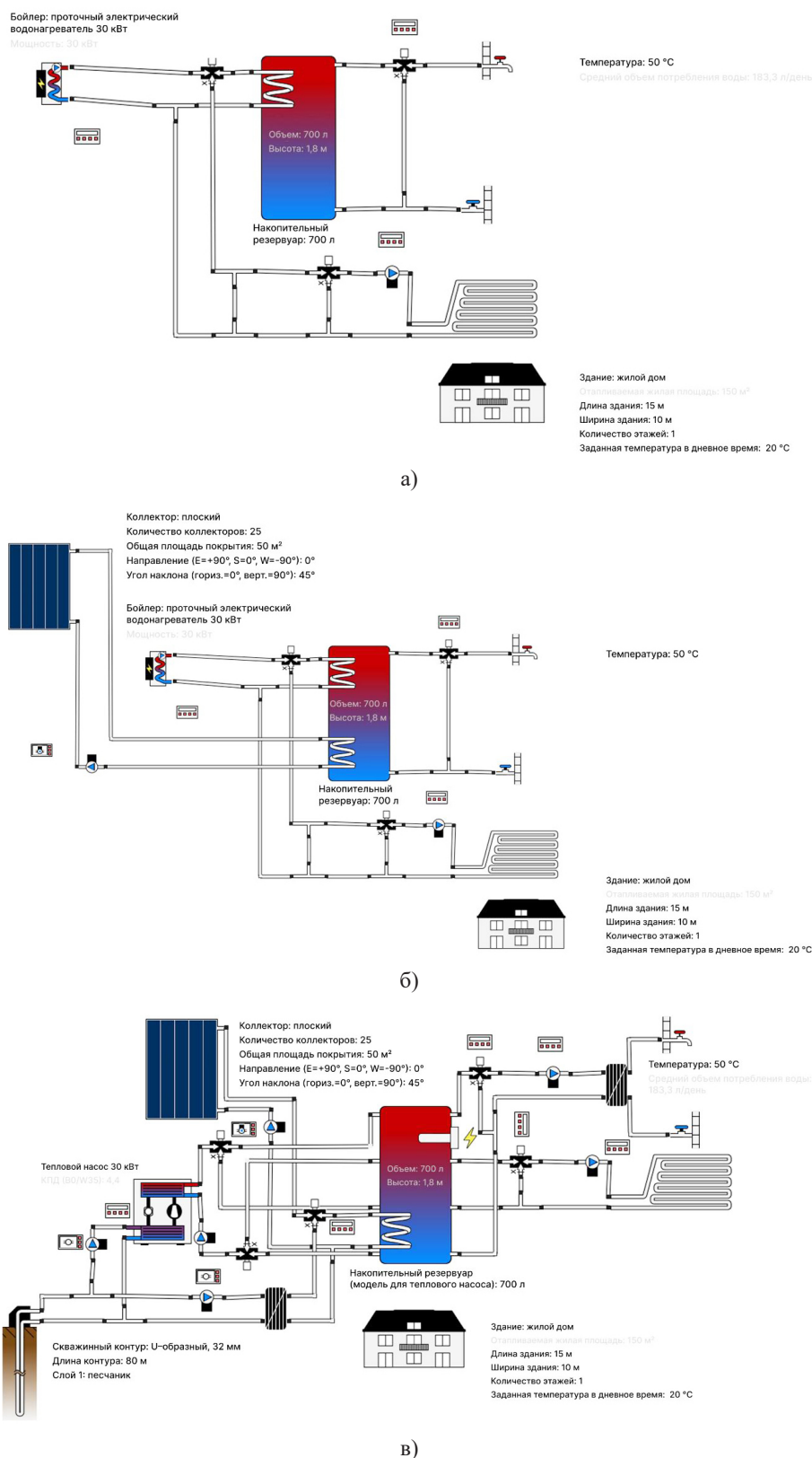


Рис. 2. Реализация моделей конфигураций систем теплоснабжения в Polysun: а) – конфигурация 1; б) – конфигурация 2; в) – конфигурация 3

снижения температуры накопительного резервуара и передачи энергии в грунтовый контур при выполнении заданного температурного условия. Блок-схема алгоритма управления приведена на рис. 3.

Основные параметры расчётной модели и принятые допущения сведены в табл. 1.

#### 4. Результаты моделирования и обсуждение

Сравнительное моделирование выполнено для трёх конфигураций систем теплоснабжения жилого здания при одинаковых параметрах объекта и режимах эксплуатации. Сводные результаты годово-

го моделирования приведены в табл. 2. В качестве ключевых показателей использованы: суммарное потребление электрической энергии системой ( $E_{cs}$ ), полезная энергия, потреблённая системой на покрытие тепловой нагрузки ( $Q_{use}$ ), солнечная тепловая энергия, переданная в систему ( $Q_{sol}$ ), и доля покрытия тепловой нагрузки солнечной энергией ( $S_{Fn}$ ).

Из рис. 4 следует, что полезное годовое теплопотребление системы ( $Q_{use}$ ) для всех трёх конфигураций практически одинаково ( $\approx 42.1$  тыс. кВт•ч/год), что подтверждает корректность сравнения при

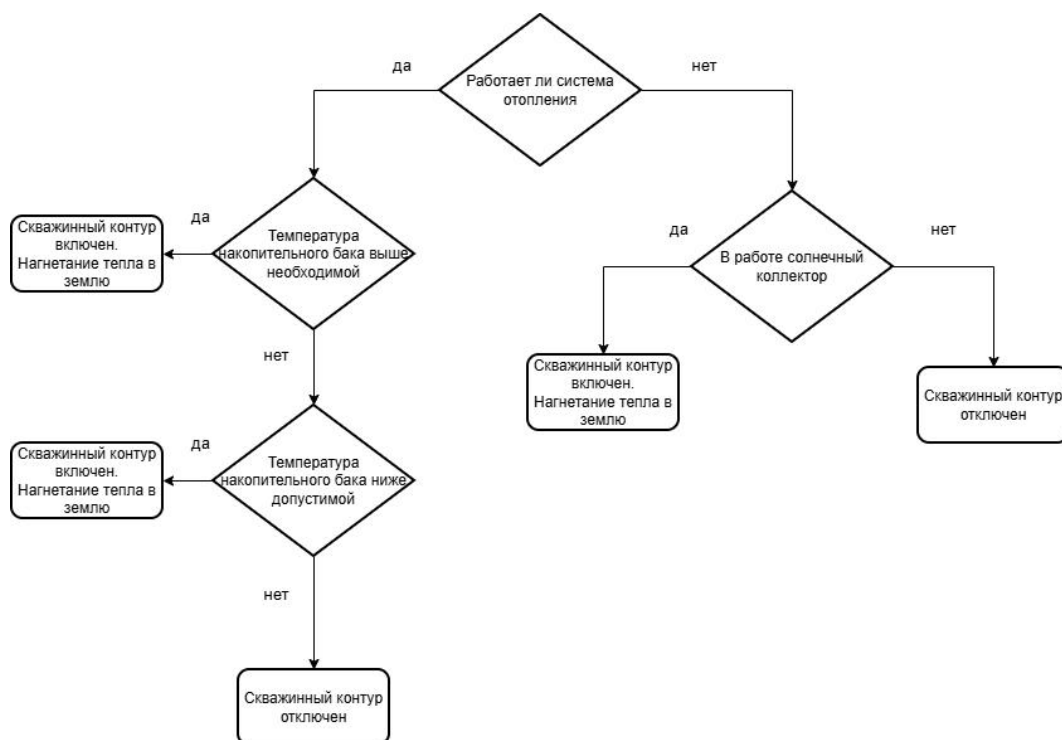


Рис. 3. Блок-схема стратегии управления (конфигурация 3)

Таблица 1

Основные параметры и допущения моделирования (Polysun)

| Группа               | Параметр                              | Ед. изм. | Значение                                                               |
|----------------------|---------------------------------------|----------|------------------------------------------------------------------------|
| Климат               | Расчетная точка                       | –        | Чита (52.05°N; 113.58°E)                                               |
|                      | Среднегодовая наружная температура    | °C       | –0.8                                                                   |
|                      | Годовая сумма глобальной радиации     | кВт·ч/м² | 1324                                                                   |
|                      | Годовая сумма рассеянной радиации     | кВт·ч/м² | 514                                                                    |
| Здание (фиксировано) | Отапливаемая площадь                  | м²       | 150                                                                    |
|                      | Уставка температуры помещения         | °C       | 19.7                                                                   |
|                      | Система отопления                     | –        | Теплый пол (Floor heating)                                             |
|                      | Потребление ГВС                       | л/сут    | 183 при 50 °C                                                          |
| Общее (конф.1–3)     | Накопительный бак                     | л        | 700                                                                    |
| Конфигурация 1       | Электронагреватель                    | кВт      | 30                                                                     |
| Конфигурация 2       | Тип коллекторов                       | –        | Плоский коллектор                                                      |
|                      | Количество коллекторов                | шт       | 25                                                                     |
|                      | Суммарная площадь коллекторов         | м²       | 50                                                                     |
|                      | Наклон / ориентация                   | ° / °    | 45 / 0                                                                 |
|                      | Резервный источник                    | –        | Электронагреватель 30 кВт                                              |
| Конфигурация 3       | Номинальная мощность теплового насоса | кВт      | 30                                                                     |
|                      | Количество коллекторов (как в конф.2) | шт       | 25                                                                     |
|                      | Грунтовый контур                      | –        | Двойная U - образная трубка, 32 мм; 6 скважин по 80 м; расстояние 6 м. |

Сравнение годовых энергетических показателей конфигураций

| Показатель                                 | Обозн. | Ед. изм.  | Конф. 1 | Конф. 2 | Конф. 3 |
|--------------------------------------------|--------|-----------|---------|---------|---------|
| Полезная энергия системы (отопление + ГВС) | Quse   | кВт·ч/год | 42 149  | 42 156  | 42 081  |
| Суммарное электропотребление системы       | Ecs    | кВт·ч/год | 45 916  | 41 504  | 8 496   |
| Солнечная тепловая энергия в систему       | Qsol   | кВт·ч/год | 0       | 5 116   | 35 906  |
| Солнечная доля                             | SFn    | %         | —       | 11.5    | 52.8    |

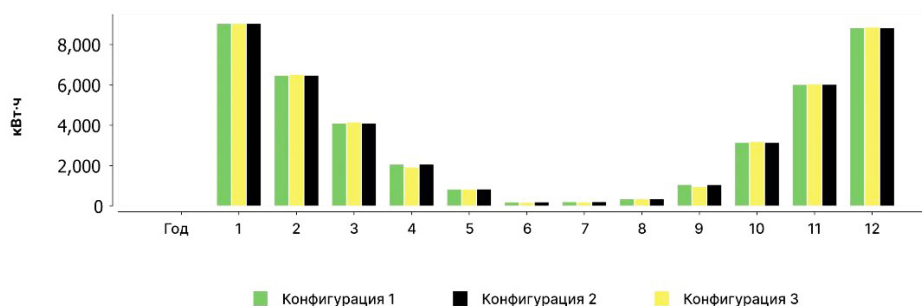


Рис. 4. Общее потребление тепловой энергии системами

фиксированной тепловой нагрузке здания.

#### 4.1. Сравнение энергопотребления

Введение солнечных коллекторов в конфигурации 2 обеспечивает поступление в систему  $Q_{sol} = 5\,116$  кВт·ч/год при солнечной доле  $SFn = 11.5\%$ , что приводит к снижению суммарного электропотребления до  $Ecs = 41\,504$  кВт·ч/год. Относительное снижение электропотребления по сравнению с базовой конфигурацией 1 составляет  $\approx 9.6\%$  ( $45\,916 \rightarrow 41\,504$  кВт·ч/год).

Наибольший эффект достигается в конфигурации 3: суммарное электропотребление снижается до  $Ecs = 8\,496$  кВт·ч/год, что соответствует уменьшению  $\approx 81.5\%$  относительно конфигурации 1 ( $45\,916 \rightarrow 8\,496$  кВт·ч/год) или примерно в 5.4 раза (рис. 6).

При этом возрастает вовлечение солнечной теплоты ( $Q_{sol} = 35\,906$  кВт·ч/год) и солнечная доля ( $SFn = 52.8\%$ ), эффект показан на рис. 5.

#### 4.2. Сезонный характер работы систем

Для конфигурации 2 характерна выраженная сезонность солнечного вклада: в летние месяцы солнечная доля достигает  $\approx 91-94\%$  (июль – сентябрь), тогда как в зимний период снижается до единиц процентов (например,  $\approx 4\%$  в декабре). Это соответствует физической природе процесса: при высокой инсоляции и малой нагрузке на отопление солнечные коллекторы преимущественно покрывают потребности ГВС, а зимой вклад ограничен низкой солнечной радиацией и высокой тепловой нагрузкой.

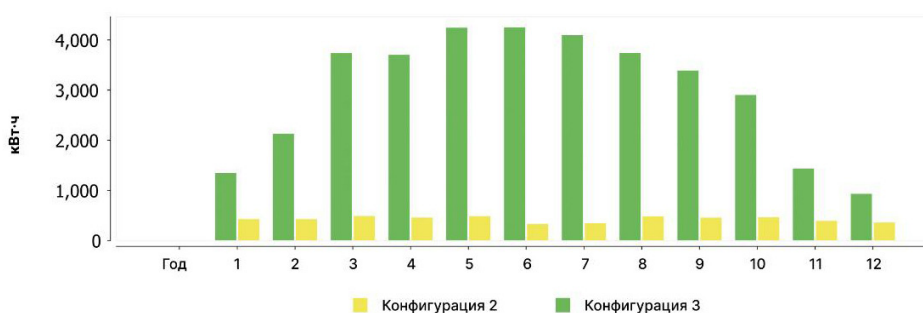


Рис. 5. Солнечная тепловая энергия, полученная системой

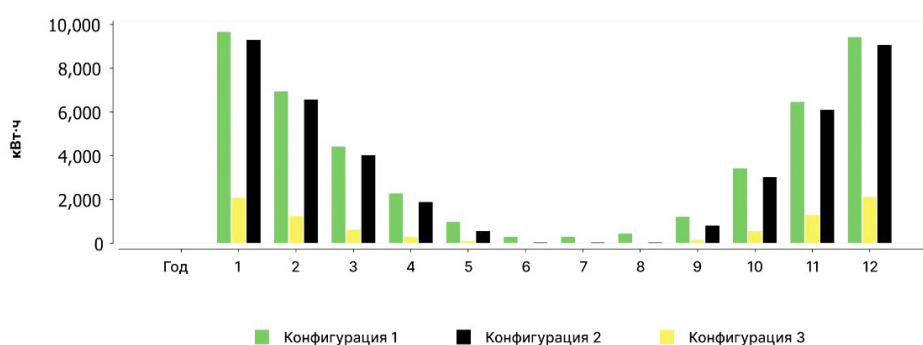


Рис. 6. Общее потребление электроэнергии системами

В конфигурации 3 сезонный дисбаланс сглаживается за счёт работы теплового насоса и грунтового источника: солнечная доля достигает 100% в летние месяцы (июль – сентябрь), а в переходные периоды сохраняется существенно выше, чем в конфигурации 2. Это отражается в годовом балансе: рост  $Q_{sol}$  и снижение  $E_{cs}$  указывают на более глубокую интеграцию солнечной энергии в годовой цикл системы при наличии теплового насоса и аккумулирующей среды.

## 5. Выводы

По результатам динамического имитационного моделирования для климатических условий г. Читы показано, что при неизменной годовой тепловой нагрузке здания (порядка 42.1 тыс. кВт·ч/год для всех вариантов) ключевые различия между конфигурациями определяются способом преобразования энергии и глубиной вовлечения солнечной теплоты в годовой цикл системы.

Базовая схема прямого электроотопления характеризуется наибольшим годовым электропотреблением – 45 916 кВт·ч/год. Добавление солнечных тепловых коллекторов к электрическому отоплению обеспечивает снижение электропотребления до 41 504 кВт·ч/год (примерно на 9.6%) при солнечном вкладе 5 116 кВт·ч/год и солнечной доле 11.5%, что отражает ограниченность «прямого» использования солнечной теплоты в условиях сезонного несовпадения инсоляции и тепловой нагрузки.

Наиболее выраженный эффект достигается в

*Благодарности*

*Автор выражает искреннюю благодарность Фатиме и Белле Джэндубаевым за неоценимую помощь в подготовке рукописи: тщательную вычитку текста, исправление орфографических и пунктуационных ошибок, а также за профессиональную верстку и подготовку иллюстраций к публикации.*

## Список литературы

1. Минвостокразвития: к 2030 году уровень газификации Дальнего Востока необходимо удвоить // ТАСС. 18.06.2025. URL: <https://tass.ru/obschestvo/24252851> (дата обращения: 05.01.2026).
2. Household air pollution. World Health Organization. 16.12.2025. URL: <https://www.who.int/news-room/fact-sheets/household-air-pollution-and-health> (дата обращения: 05.01.2026).
3. Weiss W., Spörk-Dür M. Solar Heat Worldwide: Global Market Development and Trends in 2024. IEA SHC TCP, 2025. DOI: 10.18777/ieashc-shww-2025-0001.
4. Kalogirou S.A. Solar thermal collectors and applications. Progress in Energy and Combustion Science. 2004. Vol. 30. No. 3. Pp. 231-295. DOI: 10.1016/j.peccs.2004.02.001.
5. Pavlov G.K., Olesen B.W. Thermal energy storage – A review of concepts and systems for heating and cooling applications in buildings: Part 1 – Seasonal storage in the ground. HVAC&R Research. 2012. Vol. 18. No. 3. Pp. 515-538. DOI: 10.1080/10789669.2012.667039.
6. Lanahan M., Tabares-Velasco P.C. Seasonal Thermal-Energy Storage: A Critical Review on BTES Systems, Modeling, and System Design for Higher System Efficiency. Energies. 2017. Vol. 10. No. 6. Article 743. DOI: 10.3390/en10060743.
7. Rad F.M., Fung A.S. Solar community heating and cooling system with borehole thermal energy storage – Review of systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 60. Pp. 1550-1561. DOI: 10.1016/j.rser.2016.03.025.
8. Bauer D., Marx R., Nußbicker-Lux J., Ochs F., Heidemann W., Müller-Steinhagen H. German central solar heating plants with seasonal heat storage. Solar Energy. 2010. Vol. 84. No. 4. Pp. 612-623. DOI: 10.1016/j.solener.2009.05.013.
9. Sibbitt B., McClenahan D., Djebbar R., Thornton J., Wong B., Carriere J., Kokko J. The Performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District Heating System – Five Years of Operation. Energy Procedia. 2012. Vol. 30. Pp. 856-865. DOI: 10.1016/j.egypro.2012.11.097.
10. Hesarakis A., Holmberg S., Haghighat F. Seasonal thermal energy storage with heat pumps and low temperatures in building projects – A comparative review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015. Vol. 43. Pp. 1199-1213. DOI: 10.1016/j.rser.2014.12.002.
11. Yumrutaş R., Ünsal M. Energy analysis and modeling of a solar assisted house heating system with a heat pump and an underground energy storage tank. Solar Energy. 2012. Vol. 86. No. 3. Pp. 983-993. DOI: 10.1016/j.solener.2012.01.008.
12. Битюкова В.Р., Дехнич В.С., Кравчик А.И., Касимов Н.С. Оценка влияния автономных систем отопления жилых строений на загрязнение воздуха в муниципальных образованиях (на примере Байкальского региона) // Вестник Московского университета. Серия 5. География. 2024. №1. С. 22-36. DOI: 10.55959/MSU0579-9414.5.79.1.2.

гибридной системе «солнечные коллекторы – тепловой насос – сезонное скважинное хранилище тепла»: годовое электропотребление снижается до 8 496 кВт·ч/год (примерно на 81.5% относительно прямого электроотопления), а вовлечённая солнечная теплота возрастает до 35 906 кВт·ч/год при солнечной доле 52.8%. Это указывает на принципиальное преимущество гибридной архитектуры для холодного климата: сочетание высокоэффективного преобразования энергии тепловым насосом и сезонного перераспределения солнечной теплоты позволяет существенно уменьшить электрическую нагрузку при сохранении требуемого теплового комфорта.

Практическая значимость полученных результатов заключается в обосновании того, что для территорий с длительным отопительным периодом наиболее перспективными являются решения, в которых солнечная энергия работает не только «в моменте», но и как ресурс годового цикла (через взаимодействие с грунтовым контуром и сезонным накоплением). В качестве дальнейшего развития целесообразно дополнить энергетическое сравнение технико-экономической оценкой (CAPEX/OPEX, приведённые затраты/NPV) и анализом чувствительности к ключевым параметрам (площадь коллекторов, объём буфера, характеристики теплового насоса, параметры скважинного поля и стратегии управления).

13. International Energy Agency. The Future of Heat Pumps. 2022. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4713780d-c0ae-4686-8c9b-29e782452695/TheFutureofHeatPumps.pdf> (дата обращения: 05.01.2026).
14. Vela Solaris AG. Polysun Tutorial (EN). 2022. URL: [https://www.velasolaris.com/wp-content/uploads/2022/01/Tutorial\\_EN.pdf](https://www.velasolaris.com/wp-content/uploads/2022/01/Tutorial_EN.pdf) (дата обращения: 05.01.2026).
15. Meteotest AG. Meteonorm 8.2 Manual (Theory). 2025. URL: [https://mn8.meteonorm.com/assets/downloads/mn82\\_theory.pdf](https://mn8.meteonorm.com/assets/downloads/mn82_theory.pdf) (дата обращения: 05.01.2026).

## References

1. Ministry for the Development of the Russian Far East: gasification level of the Far East should be doubled by 2030. *TASS*. 18.06.2025. URL: <https://tass.ru/obschestvo/24252851>.
2. Household air pollution. World Health Organization. 16.12.2025. URL: <https://www.who.int/news-room/fact-sheets/household-air-pollution-and-health>.
3. Weiss W., Spörk-Dür M. Solar Heat Worldwide: Global Market Development and Trends in 2024. IEA SHC TCP, 2025. DOI: 10.18777/ieashc-shww-2025-0001.
4. Kalogirou S.A. Solar thermal collectors and applications. *Progress in Energy and Combustion Science*. 2004. Vol. 30. No. 3. Pp. 231-295. DOI: 10.1016/j.pecs.2004.02.001.
5. Pavlov G.K., Olesen B.W. Thermal energy storage – A review of concepts and systems for heating and cooling applications in buildings: Part 1 – Seasonal storage in the ground. *HVAC&R Research*. 2012. Vol. 18. No. 3. Pp. 515-538. DOI: 10.1080/10789669.2012.667039.
6. Lanahan M., Tabares-Velasco P.C. Seasonal Thermal-Energy Storage: A Critical Review on BTES Systems, Modeling, and System Design for Higher System Efficiency. *Energies*. 2017. Vol. 10. No. 6. Article 743. DOI: 10.3390/en10060743.
7. Rad F.M., Fung A.S. Solar community heating and cooling system with borehole thermal energy storage – Review of systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 60. Pp. 1550-1561. DOI: 10.1016/j.rser.2016.03.025.
8. Bauer D., Marx R., Nußbicker-Lux J., Ochs F., Heidemann W., Müller-Steinhagen H. German central solar heating plants with seasonal heat storage. *Solar Energy*. 2010. Vol. 84. No. 4. Pp. 612-623. DOI: 10.1016/j.solener.2009.05.013.
9. Sibbitt B., McClenahan D., Djebbar R., Thornton J., Wong B., Carriere J., Kokko J. The Performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District Heating System – Five Years of Operation. *Energy Procedia*. 2012. Vol. 30. Pp. 856-865. DOI: 10.1016/j.egypro.2012.11.097.
10. Hesaraki A., Holmberg S., Haghighat F. Seasonal thermal energy storage with heat pumps and low temperatures in building projects – A comparative review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 43. Pp. 1199-1213. DOI: 10.1016/j.rser.2014.12.002.
11. Yumrutaş R., Ünsal M. Energy analysis and modeling of a solar assisted house heating system with a heat pump and an underground energy storage tank. *Solar Energy*. 2012. Vol. 86. No. 3. Pp. 983-993. DOI: 10.1016/j.solener.2012.01.008.
12. Bityukova V.R., Dekhnich V.S., Kravchik A.I., Kasimov N.S. Assessment of the impact of autonomous residential heating on air pollution in the Baikal Region. *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Seriya 5. Geografiya*. 2024. No. 1. Pp. 22-36. DOI: 10.55959/MSU0579-9414.5.79.1.2.
13. International Energy Agency. The Future of Heat Pumps. 2022. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4713780d-c0ae-4686-8c9b-29e782452695/TheFutureofHeatPumps.pdf>.
14. Vela Solaris AG. Polysun Tutorial (EN). 2022. URL: [https://www.velasolaris.com/wp-content/uploads/2022/01/Tutorial\\_EN.pdf](https://www.velasolaris.com/wp-content/uploads/2022/01/Tutorial_EN.pdf).
15. Meteotest AG. Meteonorm 8.2 Manual (Theory). 2025. URL: [https://mn8.meteonorm.com/assets/downloads/mn82\\_theory.pdf](https://mn8.meteonorm.com/assets/downloads/mn82_theory.pdf).

## Сведения об авторах Принадлежность к организации

### Джэндубаев Зураб Абрек-Заурович

аспирант института гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии (ИГВИЭ), ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»», 111250, Москва, Россия

## Information about authors Affiliations

### Dzhendubaev Zurab Abrek-Zaurovich

Postgraduate Student, The Department of Hydropower and Renewable Energy of National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (MPEI), 111250, Moscow, Russia

Поступила в редакцию 14.01.2026 г.