



Оптимизация режимов электропотребления автономной электрической системы с возобновляемыми и альтернативными источниками энергии

© В.З. Манусов, М.Х. Назаров

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

Резюме: Цель – оптимизация на основе математического моделирования режимов электропотребления генерирующими потребителями в автономной электрической системе с использованием альтернативных источников энергии. Объектом исследований для моделирования выбрана региональная автономная электроэнергетическая система Памира (Республика Таджикистан). В качестве целевой функции выбрана минимизация финансовых расходов на собственное электропотребление, а также их максимизация от продажи и перераспределения потоков электроэнергии. Оптимизация затрат на электропотребление за каждый час суточного интервала осуществлялась методом линейного программирования и продукционных правил «If, ..., Then, ...» с учетом ограничений на мощность возобновляемых источников энергии: гидроэлектростанций $\leq 43,5$ МВт; ветростанций ≤ 10 МВт; солнечной фотоэлектрической станции ≤ 6 МВт; накопителей энергии ≤ 5 МВт. Предложены метод и алгоритм оптимизации электропотребления, позволяющие минимизировать финансовые расходы отдельных потребителей, имеющих выбор электроснабжения от возобновляемых (гидроресурсы) и альтернативных (ветровой поток и солнечная инсоляция) источников энергии, включая накопитель энергии, а также получать максимум финансовых доходов от продажи и перераспределения потоков электроэнергии. Получено оптимальное соотношение генерации энергии альтернативными источниками от суточного электропотребления в зимний период (в %): гидроэлектростанциями – 94,8; ветростанциями – 3,8; солнечной фотоэлектрической станцией – 0,5; накопителем энергии – 0,8. Мощность накопителя энергии варьировалась от 2–5 МВт. Установлено, что в летний период в оптимальном выборе источников генерации нет необходимости, так как вся электрическая нагрузка может быть восполнена энергией гидроэлектростанций региона, которая избыточно генерируется и является самой низкой по стоимости. Системный анализ полученных результатов показал, что каждый генерирующий потребитель может самостоятельно минимизировать свои расходы на электроэнергию и максимизировать доходы от взаимного обмена энергией с другими потребителями в зависимости от выбранных альтернативных и возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова: автономная электрическая система, оптимизация электропотребления, возобновляемые источники энергии, накопители, генерирующий электропотребитель, ветроустановка

Информация о статье: Дата поступления 21 января 2020 г.; дата принятия к печати 02 июля 2020 г.; дата онлайн-размещения 31 августа 2020 г.

Для цитирования: Манусов В.З., Назаров М.Х. Оптимизация режимов электропотребления автономной электрической системы с возобновляемыми и альтернативными источниками энергии. *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2020. Т. 24. № 4. С. 810–820. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-4-810-820>

Optimisation of power consumption modes for an autonomous electrical system with renewable and alternative energy sources

Vadim Z. Manusov, Muso Kh. Nazarov

Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

Abstract: A mathematical modelling study was carried out in order to optimise power generation modes for an autonomous electrical system using alternative energy sources. The object of modelling research involves the regional autonomous electric power system of the Gorno-Badakhshan Autonomous Province (Republic of Tajikistan). Minimisation of financial costs for auxiliary power consumption, as well as their maximisation from the sale and redistribution of electricity flows, was chosen as the target function. Optimisation of energy consumption costs per each hour of the daily interval

was carried out by the method of linear programming and "If..., Then..." production rules with taking into account the following restrictions on the capacity of renewable energy sources: ≤ 43.5 MW hydroelectric power plants; ≤ 10 MW wind farms; ≤ 6 MW solar photovoltaic station; ≤ 5 MW energy storage units. As a result, a methodology and corresponding algorithm for the optimisation of power consumption are proposed to minimise the financial costs to individual power consumers having a choice of power supply from renewable (hydro resources) and alternative (wind flow and solar insolation) energy sources, including an energy storage device. At the same time, the maximisation of financial income from the sale and redistribution of electricity flows is considered. The optimal ratio of energy generation by the alternative sources, comprising hydroelectric power plant, wind farms, solar photovoltaic station and energy storage unit from the daily electricity consumption in the winter period was determined to be 94.8, 3.8, 0.5 and 0.8 %, respectively. The energy storage capacity varied from 2–5 MW. In the summer period, it was shown that the optimal choice of generation sources is the energy generated by the region's hydroelectric power plant due to its being lowest in cost. Depending on the selected alternative and renewable energy sources, a system analysis of the results obtained showed the possibility for each generating consumer to independently minimise their electricity costs and maximise incomes from mutual energy exchange with other consumers.

Ключевые слова: автономная электрическая система, оптимизация электропотребления, возобновляемые источники энергии, накопители, генерирующий электропотребитель, ветроустановка

Keywords: autonomous electrical system, optimization of power consumption, renewable energy sources, energy storage devices, generating consumer, wind turbine

Information about the article: Received January 21, 2020; accepted for publication July 02, 2020; available online August 31, 2020.

For citation: Manusov VZ, Nazarov MKh. Optimisation of power consumption modes for an autonomous electrical system with renewable and alternative energy sources. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* = Proceedings of Irkutsk State Technical University. 2020;24(4):810–820. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-4-810-820>

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время созданы условия и возможности самостоятельного выбора электропотребителями источников генерации, в качестве которых для автономных и локальных электроэнергетических систем могут служить возобновляемые источники энергии в сочетании с накопителями энергии. Такие системы характеризуются отсутствием централизованного источника энергии и высокой неопределенностью возобновляемых и альтернативных источников энергии, что предполагает самостоятельное решение оптимизационной задачи наиболее выгодного сочетания возобновляемых и альтернативных источников энергии с целью минимизации материально-технических и финансовых затрат каждого генерирующего электропотребителя [1–11].

При оптимизации режимов электроэнергетических систем наибольшее распростра-

нение получили метод множителей Лагранжа и градиентные методы. Также используется метод динамического программирования и некоторые др. В настоящее время разрабатываются альтернативные алгоритмы оптимизации режимов, в частности, с использованием методов нечеткой логики и эволюционных алгоритмов^{1,2}.

Энергосистему Таджикистана можно условно разделить на три подсистемы, а именно: Северную, Южную и Горно-Бадахшанскую. В 2009 г. Северную и Южную подсистемы объединили с помощью линии электропередачи напряжением 500 кВ, что привело к созданию основной электроэнергетической системы Таджикистана [12]. Регион Памира (Таджикистан) включает в себя автономную электрическую систему, территориально расположенную на территории Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО) и не связанную с общей энергосистемой Таджикистана.

¹Гиршин С.С., Владимиров Л.В. Методы расчета и оптимизация режимов электроэнергетических систем. М.: Изд-во ОмГТУ, 2010. 48 с.

²Костин В.Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики: учеб. пособ. СПб.: СЗТУ, 2003. 120 с.



В Таджикистане электроэнергетику страны обслуживает Открытая Акционерная Холдинговая компания «Барки Точик», которая является государственной. Данная компания осуществляет эксплуатацию и контролирует режимы электрических станций и сетей, а также выработку, доставку энергии на расстояние и распределение электроэнергии в Таджикистане за исключением Горно-Бадахшанской автономной области. Система электроснабжения ГБАО в 2002 г. в связи с этим перешла от компании «Барки Точик» под контроль частной электрокомпании «Памирэнерджи» на срок 25 лет на основе концессионного соглашения и начала функционировать изолированно (автономно) от основной энергосистемы Таджикистана.

В настоящее время в ведении «Памир Энерджи» находится 11 гидроэлектростанций, из которых более крупные – ГЭС «Памир-1» и «Хорог», а также 9 малых ГЭС общей установленной мощностью 43,5 МВт. В данной электрической системе используются линии электропередачи напряжением 35/10/0,4 кВ, общая протяженность которых составляет 2609 км. Для малых гидроэлектростанций (ГЭС) Памира в зимние месяцы характерна недостаточная обеспеченность водными ресурсами, поэтому гидроэлектростанции, работая в заданном нагрузкой графике, используют естественный расход воды без перераспределения в суточном интервале. В связи с этим в зимний период ГЭС не могут покрывать максимальные нагрузки суточного графика в часы утреннего и вечернего максимумов. В зимнее время, когда во всех районах Памира наблюдается максимальный спрос на электроэнергию, малые ГЭС, не имеющие водохранилищ большой емкости, дают почти минимальную мощность [13].

2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ РЕГИОНА

Памир – один из наиболее богатых регионов Таджикистана по гидроэнергетическим

запасам энергии. На территории региона сконцентрированы запасы энергии, которые оцениваются в 32,5 млрд кВт·ч. Однако в настоящее время используется примерно 0,6% этого потенциала. Низкая освоенность свидетельствует о слабом уровне экономического развития и большом потенциале роста в будущем для данного региона. Открытые гидроэнергетические ресурсы малых рек и водотоков края настолько велики, что при достижении уровня использования их до 20% Памир превратится в один из богатейших горнопромышленных районов страны [14].

Гидроэнергетический потенциал Памира представляет экономическую эффективность его использования и коммерческую выгоду для обоснования строительства малых ГЭС. Главными факторами, задерживающими использование энергоресурсов, являются: оценка влияния гидроэнергетического строительства на окружающую среду, комплексный характер использования водных ресурсов водотока и рынок энергоресурсов в Центральной Азии [15].

Следует отметить, что малые и даже средние реки Памира в энергетическом отношении либо недостаточно, либо вовсе не изучены [16].

Сеть гидрометеорологических наблюдений в Таджикистане считается неразвитой и недостаточно плотной, из-за этого до настоящего времени реальный потенциал энергии ветра остается малоисследованным. Например, не проводились измерения скорости ветра на уровне 30 м от земной поверхности, так как, вероятно, на такой высоте потенциал энергии ветра может быть на 10–20% выше, чем на уровне 10 м. Но, несмотря на это, ветроэнергетический потенциал Таджикистана, по оценкам экспертов, достигает 25–150 млрд кВт·ч/год [17].

Суммарная солнечная радиация при ясном небе достигает 700–800 Вт/м² или 7,500–8,000 МДж/м. Эти параметры намного выше в горных территориях, особенно на Восточном Памире, где население имеет ограниченную возможность использовать гидроэнергетические ресурсы [18].

3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОПТИМИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Уравнение баланса мощности для данной автономной системы будет иметь следующий вид:

$$P_{ГЭС} + P_{ВЭС} + P_{СЭС} \pm P_{Н.Э.} = P_H + \Delta P, \quad (1)$$

где $P_{ГЭС}$ – мощность гидроэлектростанций; $P_{ВЭС}$ – мощность ветростанций; $P_{СЭС}$ – мощность солнечных станций; $P_{Н.Э.}$ – мощность накопителей энергии; P_H – потребляемая мощность нагрузки; ΔP – потери электроэнергии при передаче и распределении.

Уравнение баланса в интегральной форме выглядит следующим образом:

$$\int_0^{24} P_{ГЭС}(t) dt + \int_0^{24} P_{ВЭС}(t) dt + \int_0^{24} P_{СЭС}(t) \pm \int_0^{24} P_{Н.Э.}(t) dt = \int_0^{24} P_H(t) dt + \int_0^{24} \Delta P(t) dt. \quad (2)$$

Задача минимизации финансовых расходов отдельного генерирующего электропотребителя решается на основе минимизации целевой функции, почасовые измерения мощности и энергии которой предположительно численно совпадают:

$$\sum_{i=0}^{24} R_i P_{ГЭС} + \sum_{i=0}^{24} R_i P_{ВЭС} + \sum_{i=0}^{24} R_i P_{СЭС} \pm \sum_{i=0}^{24} R_i P_{Н.Э.} = \sum_{i=0}^{24} P_{iH} + \sum_{i=0}^{24} \Delta P_i, \quad (3)$$

где R_i – почасовой расход электроэнергии от данного вида источника генерации; $P_{ГЭС}$ – потребляемая мощность от ГЭС в i -й час; $P_{ВЭС}$ – потребляемая мощность от ветровой электростанции (ВЭС) в i -й час; $P_{СЭС}$ – по-

требляемая мощность от солнечной электростанции (СЭС) в i -й час; $P_{Н.Э.}$ – потребляемая мощность от накопителей энергии (Н.Э.) в i -й час.

В связи с тем, что целесообразно минимизировать финансовые затраты каждого отдельного электропотребителя, выражение (4) необходимо записать с учетом индивидуальной стоимости каждого альтернативного или возобновляемого источника энергии:

$$\left(C_{ГЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} R_i P_{ГЭС} + C_{ВЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} R_i P_{ВЭС} + C_{СЭС} \times \sum_{i=0}^{24} R_i P_{СЭС} \pm C_{Н.Э.} \cdot \sum_{i=0}^{24} R_i P_{Н.Э.} \right) \rightarrow \min, \quad (4)$$

где $C_{ГЭС}$ – стоимость электроэнергии, выработанной на ГЭС; $C_{ВЭС}$ – стоимость электроэнергии, выработанной на ВЭС; $C_{СЭС}$ – стоимость электроэнергии, выработанной на СЭС; $C_{Н.Э.}$ – стоимость электроэнергии, аккумулированной на Н.Э.

В случае профицита энергии подобное уравнение можно записать для максимизации доходов:

$$\left(k \cdot C_{ГЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} G_i P_{ГЭС} + k \cdot C_{ВЭС} \times \sum_{i=0}^{24} G_i P_{ВЭС} + k \cdot C_{СЭС} \times \sum_{i=0}^{24} G_i P_{СЭС} \pm k \cdot C_{Н.Э.} \cdot \sum_{i=0}^{24} G_i P_{Н.Э.} \right) \rightarrow \max, \quad (5)$$

где G_i – это избыток электроэнергии в i -й час для каждого источника энергии; k – коэффициент доходности от продажи электроэнергии.

Указанные выше уравнения необходимо решить при ограничениях в форме неравенств, а именно:

$$0 \leq P_{ГЭС} \leq 43,5 \text{ MBm};$$

$$0 \leq P_{ВЭС} \leq 10 \text{ MBm};$$



$$0 \leq P_{\text{СЭС}} \leq 6 \text{ МВт};$$

$$0 < P_{\text{Н.Э.}} \leq 5 \text{ МВт}.$$

Наряду с этим в балансе мощности в энергосистеме Памира участвует транспортировка электроэнергии в Афганистан, который закупает избыточную энергию в случае ее профицита. Следует отметить дополнительное важное обстоятельство, которое заключается в том, что баланс мощности и энергии в рассматриваемой системе может быть также уравновешен путем ограничения передаваемой мощности в Афганистан.

4. МЕТОД РЕШЕНИЯ И ПРАВИЛА ПРОДУКЦИИ

Для выполнения расчетов было разработано программное обеспечение. Скриншот программы представлен на рис. 1.

Алгоритм программы основан на методе линейного программирования с использованием нижеприведенных условий в виде правил продукции «ЕСЛИ, ..., ТО, ...» (IF, ... THEN, ...) и ограничений в форме равенств и

неравенств. Так, например, если суммарная мощность ГЭС полностью покрывает потребность автономной системы в электроэнергии, то другие источники не привлекаются. Если суммарная мощность ГЭС недостаточна для покрытия нагрузки, то привлекается следующий по приоритету себестоимости источник энергии, в нашем случае это ВЭС.

1. Правила продукции для гидроэлектростанций.

ЕСЛИ ($P_{\text{ГЭС}} < P_{\text{Н}}$) ТО

$$RP_{\text{ГЭС}} = P_{\text{ГЭС}} \text{ и } OP_{\text{ГЭС}} = 0$$

ИНАЧЕ

$$RP_{\text{ГЭС}} = P_{\text{Н}} \text{ и } OP_{\text{ГЭС}} = P_{\text{ГЭС}} - P_{\text{Н}}$$

2. Правила продукции для ветровых электростанций.

ЕСЛИ ($RP_{\text{ГЭС}} < P_{\text{Н}}$) ТО

ЕСЛИ ($P_{\text{ВЭС}} > 0$) ТО

ЕСЛИ ($RP_{\text{ГЭС}} + P_{\text{ГЭС}} > P_{\text{Н}}$) ТО

$$RP_{\text{ВЭС}} = P_{\text{Н}} - RP_{\text{ГЭС}} \text{ и}$$

$$OP_{\text{ВЭС}} = P_{\text{ВЭС}} - RP_{\text{ВЭС}}$$

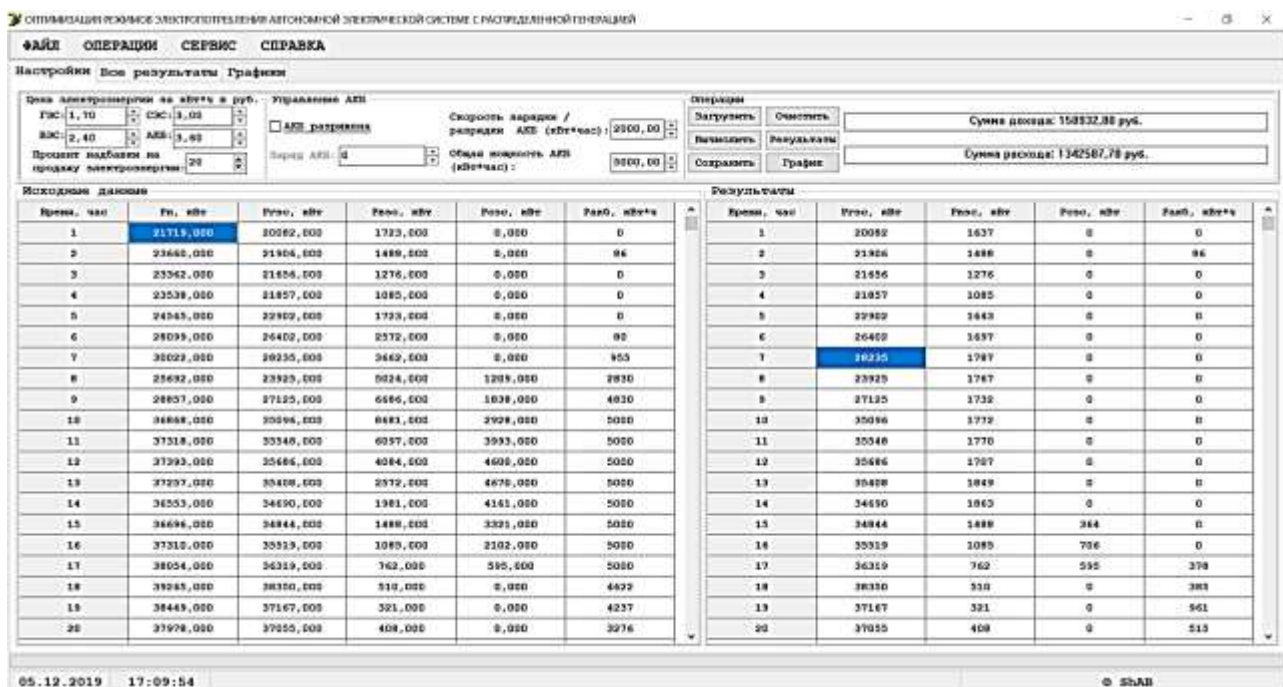


Рис. 1. Скриншот программы «Оптимизация режимов электропотребления автономной электрической системы с распределенной генерацией»

Fig. 1. Screenshot of the program "Optimization of power consumption modes of a stand-alone electric system with distributed generation"

ИНАЧЕ

$$RP_{ВЭС} = P_{ВЭС} \text{ и } OP_{ВЭС} = 0$$

ИНАЧЕ

$$RP_{ВЭС} = 0 \text{ и } OP_{ВЭС} = 0$$

ИНАЧЕ

$$RP_{ВЭС} = 0 \text{ и } OP_{ВЭС} = P_{ВЭС}$$

3. Правила продукции для солнечных электростанций.

ЕСЛИ $(RP_{ГЭС} + RP_{ВЭС} < P_H)$ ТО

ЕСЛИ $(P_{СЭС} > 0)$ ТО

ЕСЛИ $(RP_{ГЭС} + RP_{ВЭС} + P_{СЭС} > P_H)$ ТО

$$RP_{СЭС} = P_H - (RP_{ГЭС} + RP_{ВЭС}) \quad \text{и}$$

$$OP_{СЭС} = P_{СЭС} - RP_{СЭС}$$

ИНАЧЕ

$$RP_{СЭС} = P_{СЭС} \text{ и } OP_{СЭС} = 0$$

ИНАЧЕ

$$RP_{СЭС} = 0 \text{ и } OP_{СЭС} = 0$$

ИНАЧЕ

$$RP_{СЭС} = 0 \text{ и } OP_{СЭС} = P_{СЭС}$$

4. Правила продукции для накопителя энергии.

ЕСЛИ $(RP_{ГЭС} + RP_{ВЭС} + RP_{СЭС} < P_H)$ ТО

ЕСЛИ $(P_{HЭ} > 0)$ ТО

ЕСЛИ

$(RP_{ГЭС} + RP_{ВЭС} + RP_{СЭС} + P_{HЭ} > P_H)$ ТО

$$RP_{HЭ} = P_H - (RP_{ГЭС} + RP_{ВЭС} + RP_{СЭС}) \quad \text{и}$$

$$OP_{HЭ} = P_{HЭ} - RP_{HЭ}$$

ИНАЧЕ

$$RP_{HЭ} = P_{HЭ} \text{ и } OP_{HЭ} = 0$$

ИНАЧЕ

$$RP_{HЭ} = 0 \text{ и } OP_{HЭ} = 0$$

ИНАЧЕ

$$RP_{HЭ} = 0 \text{ и } OP_{HЭ} = P_{HЭ}$$

Для накопителя электроэнергии правила продукции его заряда от различных альтернативных источников энергии формулируются отдельно с учетом ограничений в форме равенств и неравенств. При этом установлены следующие приоритеты накопления энергии: первоначально от ГЭС, затем от ВЭС и далее от СЭС.

5. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПАМИРА

Для оценки энергетического потенциала рассматриваемой автономной энергетической системы Памира необходимо оценить возможность использования альтернативных источников энергии на суточном интервале. При этом существенное отличие режимов данной системы состоит в том, что в зимний период она является энергодефицитной, а в летний – энергопрофицитной. В связи с этим для зимнего и летнего периодов выбрано по одному наиболее характерному дню. Для оптимизации режимов электропотребления необходимы изменения скорости ветра, солнечной инсоляции, выработка мощности гидроэлектростанциями за счет водных ресурсов и суточный график нагрузки для выбранного характерного дня.

На рис. 2 приведены данные скорости ветра для одного зимнего дня взятого региона.

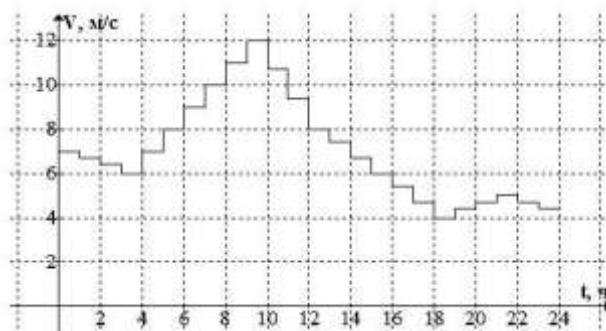


Рис. 2. Скорость ветра для характерного зимнего дня
 Fig. 2. Wind speed for a typical winter day

Из графика видно, что наибольшие значения скорости ветра примерно совпадают с утренним максимумом электрической нагрузки. Это благоприятствует использованию энергии ветра в утренние часы.

Мощность ветроэнергетической установки зависит от скорости ветрового потока, который сильно изменяется во времени, погоды и поверхности местности [19]. Зависимость мощности и скорости ветра, проходящего через ометаемую площадь ветроустановки, выражается следующей формулой:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p (\lambda), \quad (6)$$

где ρ – плотность воздушного потока (кг/м^3), зависящая от температуры и давления воздуха; A – площадь поверхности, ометаемая лопастями (м^2); V – скорость ветра (м/с); C_p – коэффициент эффективности ветроустановки; λ – коэффициент быстротходности.

Для данной энергосистемы выбрана суммарная установленная мощность ветрового парка 10 МВт, которая состоит из 20 ветроустановок мощностью по 500 кВт. В соответствии с паспортными данными, выработка мощности начинается со скорости ветра 3 м/с. При достижении скорости 12 м/с вырабатывается номинальная мощность. В диапазоне 12–25 м/с поддерживается номинальная

мощность ветроустановок. Детальный выбор места размещения ветроустановок с учетом рельефа местности и скорости ветра может быть сделан в соответствии с рекомендациями, изложенными в [20].

Далее определены данные солнечной инсоляции для этого же характерного зимнего дня, которые приведены на рис. 3.

Очевидно, что наибольшую мощность за счет солнечной энергии можно получить с 8 до 18 ч. Это примерно соответствует продолжительности электрической нагрузки в течение рабочего дня. Суммарная мощность солнечных батарей выбрана 5 МВт при коэффициенте полезного действия равном 24%.

Для характерного зимнего дня выработка мощности гидроэлектростанциями за счет водных ресурсов, суточный график нагрузки, вырабатываемая ветропарком мощность, а также выработки мощности солнечными батареями выбраны в качестве исходной информации и сведены в табл. 1, где P_H – мощность, потребляемая нагрузкой (кВт). Наряду с этим, исходная мощность накопителя энергии на начало суток принята 2000 кВт, которая оптимальным образом в соответствии с алгоритмом оптимизации расходуется или накапливается с целью минимизации финансовых затрат электропотребителей.

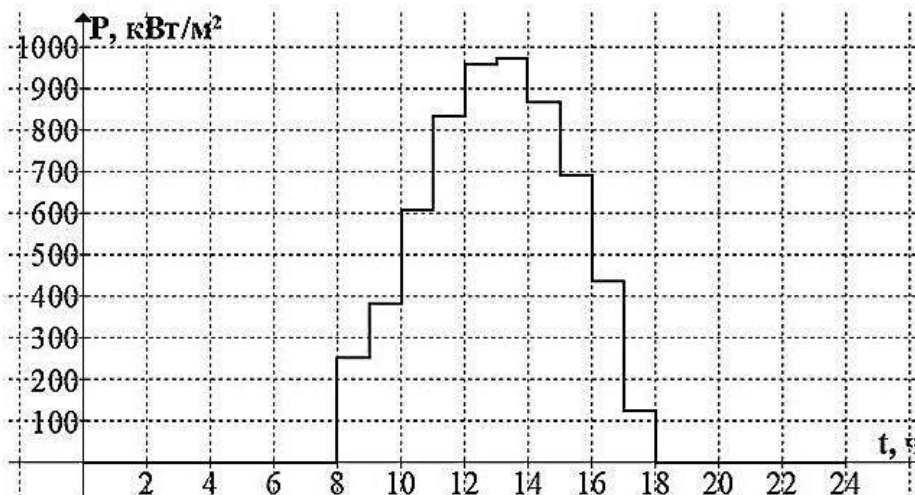


Рис. 3. Солнечная инсоляция характерного зимнего дня
Fig. 3. Solar insolation of a typical winter day

Таблица 1. Исходная информация энергетического баланса для характерного зимнего дня
Table 1. Initial energy balance information for a typical winter day

Время, ч	P_n , кВт	$P_{гэс}$, кВт	$P_{вэс}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт	$P_{н.э.}$, кВт
1	21719	20082	1723	0	2000
2	23660	21906	1488	0	–
3	23362	21656	1276	0	–
4	23538	21857	1085	0	–
5	24545	22902	1723	0	–
6	28099	26402	2572	0	–
7	30022	28235	3662	0	–
8	25692	23925	5024	1209	–
9	28857	27125	6686	1838	–
10	36868	35096	8681	2928	–
11	37318	35548	6097	3993	–
12	37393	35686	4084	4600	–
13	37257	35408	2572	4670	–
14	36553	34690	1981	4161	–
15	36696	34844	1488	3321	–
16	37310	35519	1085	2102	–
17	38054	36319	762	595	–
18	39245	38350	510	0	–
19	38449	37167	321	0	–
20	37978	37055	408	0	–
21	36436	35207	510	0	–
22	33049	31411	628	0	–
23	28705	26883	510	0	–
24	25711	23662	408	0	–
Сумма	766516	726935	55284	29417	2000

В соответствии с предложенным алгоритмом на основе правил продукции и разработанной программы могут быть выполнены расчеты для каждого суток на том или ином сезонном интервале года. Для зимнего дня результаты оптимального электропотребления приведены в табл. 2.

При этом режим накопителя энергии с точки зрения оптимального электропотребления на суточном интервале выглядит следующим образом табл. 3.

Профицит электроэнергии наблюдается с 8 до 16 ч (табл. 4).

В целом минимальные финансовые затраты электропотребителей на суточном интервале зимнего дня будут достигнуты при следующем соотношении альтернативных источников генерации и накопителя энергии, табл. 5.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Для автономной энергетической системы предложена математическая модель для минимизации финансовых расходов отдель-

ных генерирующих потребителей. Алгоритм основан на правилах продукции “ЕСЛИ, ..., ТО, ...” с учетом ограничений в форме равенств и неравенств.

2. Показано, что для автономной энергосистемы гидроэлектростанции малых рек приняты в качестве возобновляемого источ-

Таблица 2. Оптимальный состав альтернативных источников и накопителей энергии для минимизации расходов на электропотребление

Table 2. Optimal composition of alternative energy sources and energy storage devices to minimize electrical energy consumption costs

Время, ч	$P_{гэс}$, кВт	$P_{вэс}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт	$P_{н.э.}$, кВт	Сумма
1	20082	1637	0	0	21719
2	21906	1488	0	266	23660
3	21656	1276	0	430	23362
4	21857	1085	0	596	23538
5	22902	1643	0	0	24545
6	26402	1697	0	0	28099
7	28235	1787	0	0	30022
8	23925	1767	0	0	25692
9	27125	1732	0	0	28857
10	35096	1772	0	0	36868
11	35548	1770	0	0	37318
12	35686	1707	0	0	37393
13	35408	1849	0	0	37257
14	34690	1863	0	0	36553
15	34844	1488	364	0	36696
16	35519	1085	706	0	37310
17	36319	762	595	378	38054
18	38350	510	0	385	39245
19	37167	321	0	961	38449
20	37055	408	0	515	37978
21	35207	510	0	719	36436
22	31411	628	0	1010	33049
23	26883	510	0	1032	28425
24	23662	408	0	0	24070

Таблица 3. Аккумуляция электроэнергии от различных источников генерации

Table 3. Accumulation of electrical energy from various generation sources

Время, ч	$P_{гэс}$, кВт	$P_{вэс}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт
1	0	86	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	80	0
6	0	875	0
7	0	1875	0
8	0	1376	0
9	0	0	0
...
24	0	0	0



Таблица 4. Профицит электроэнергии
Table 4. Electrical Energy Surplus

Время, ч	$P_{гэс}$, кВт	$P_{вэс}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт
1	0	0	0
...
7	0	0	0
8	0	1881	1209
9	0	4954	1838
10	0	6909	2928
11	0	4327	3993
12	0	2377	4600
13	0	723	4670
14	0	118	4161
15	0	0	2957
16	0	0	1396
17	0	0	0
...
24	0	0	0

ника энергии, в качестве альтернативных источников приняты ветроэнергетические установки и солнечные электростанции. Главную балансирующую роль принимают на себя накопители энергии. При этом каждый генерирующий потребитель на основе предложенного алгоритма может минимизировать свои эксплуатационные и финансовые затраты на суточном интервале.

3. При оптимизации финансовых затрат и расходов электроэнергии на месячном и более длительных интервалах следует ввести дополнительные условия, в том числе с учетом возможной продажи и экспорта электроэнергии, что, в свою очередь, определяется

Таблица 5. Выбор генерирующих источников и накопителей энергии для минимизации финансовых затрат на электропотребление

Table 5. Selection of generating sources and energy storage devices to minimize electrical energy consumption costs

Время, ч	$P_{гэс}$, кВт	$P_{вэс}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт	$P_{н.э.}$, кВт	Сумма
1	34139	4135	0	0	38274
2	37240	3571	0	957	41769
3	36815	3062	0	1548	41425
4	37156	2604	0	2145	41906
5	38933	4135	0	0	43068
6	44883	6172	0	0	51056
7	47999	8788	0	0	56788
8	40672	7543	0	0	48215
9	46112	4156	0	0	50269
10	59663	4252	0	0	63916
11	60431	4248	0	0	64679
12	60666	4096	0	0	64763
13	60193	4437	0	0	64631
14	58973	4471	0	0	63444
15	59234	3571	1092	0	63898
16	60382	2604	2118	0	65104
17	61742	1828	1785	1360	66716
18	65195	1224	0	1386	67805
19	63183	770	0	3459	67413
20	62993	979	0	1854	65826
21	59851	1224	0	2588	63664
22	53398	1507	0	3636	58541
23	45701	1224	0	3715	50640
24	40225	979	0	0	41204
	ИТОГ				1345024

графиком нагрузки соседних электропотребителей и стоимости продажи и покупки электроэнергии.

Библиографический список

1. Belyaev N.A., Korovkin N.V., Frolov O.V., Chudnyi V.S. Methods for Optimization of Power-System Operation Modes // Russian Electrical Engineering. 2013. Vol. 84. P. 74–80. <https://doi.org/10.3103/S1068371213020028>
2. Hilber P. Maintenance optimization for power distribution systems. Stockholm: Royal Institute of Technology, 2008. 125 p.
3. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М. Оптимизационные модели ближайших предельных режимов электрических систем // Электричество. 2011. № 3. С. 2–9.
4. Бердин А.С., Кокин С.Е., Семенова Л.А. Оптимизация системы электроснабжения в условиях неопределенности // Промышленная энергетика. 2010. № 4. С. 29–35.
5. Федотов А.И., Вагапов Г.В. Оптимизация затрат на электроэнергию для производств с продолжительным режимом работы // Промышленная энергетика. 2010. № 10. С. 2–6.
6. Хачатрян В.С., Мнацаканян М.А., Хачатрян К.В., Григорян С.Э. Оптимизация режима большой электро-

- энергетической системы методом декомпозиции по активным мощностям электрических станций // Электричество. 2008. № 2. С. 10–22.
7. Королев М.Л., Макеечев В.А., Суханов О.А., Шаров Ю.В. Оптимизация режимов электроэнергетических систем на основе моделирования // Электричество. 2006. № 3. С. 2–16.
8. Safonov G.P., Sorokin A.M., Buldakov A.V., Vorob'ev P.V. The Optimization of the Production Process for Electrical Insulation Systems // Russian Electrical Engineering. 2007. Vol. 78. P. 167–169. <https://doi.org/10.3103/S1068371207030145>
9. Летун В.М., Глуз И.С. Оптимальное управление режимом работы электростанций в условиях оптового рынка // Электрические станции. 2003. № 3. С. 82–86.
10. Sekretarev Yu.A., Sultonov Sh.M., Nazarov M.Kh. Optimization of long-term modes of hydropower plants of the energy system of Tajikistan // 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing. 2016. P. 7911428 [Электронный ресурс]. URL:

<https://ieeexplore.ieee.org/document/7911428>
(23.02.2020).

<https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2016.7911428>

11. Лещинская Т.Б. Применение методов многокритериального выбора при оптимизации систем электропитания сельских районов // *Электричество*. 2003. № 1. С. 14–22.

12. Frangopoulos C.A., Von Spakovsky M.R., Sciubba E. A Brief review of Methods for the Design and Synthesis Optimization of Energy Systems // *International Journal of Applied Thermodynamics*. 2002. Vol. 5. No. 4. P. 151–160. <https://doi.org/10.5541/ijot.97>

13. Русина А.Г., Русин Г.Л., Худжасаидов Д.Х. Особенности управления режимами энергосистемы Памира // *Гидроэлектростанции в XXI веке: сб. матер. II Всерос. науч.-практ. конф. молод. ученых, специалистов, аспирантов и студентов (г. Саяногорск, 15–16 мая 2015 г.)*. Саяногорск: Изд-во Саяно-Шушенского филиала Сибирского федерального университета, 2015. С. 98–101.

14. Саидмуратов Х.М., Недзвецкий А.П., Винниченко Г.П. Таджикистан (Природа и природные ресурсы). Душанбе: Изд-во Дониш, 1982. 601 с.

15. Petrov G. The development of Tajikistan's energy industry in Central Asia today // *Central Asia and the Caucasus*. 2013. Vol. 14. Issue 4. P. 145–157.

16. Sekretarev Yu.A., Sultonov Sh.M., Nazarov M.Kh.

Modern state problems and prospects of development of the electric power system of Tajikistan // 11th International forum on strategic technology: Proceedings of IFOST-2016 (Novosibirsk, 1–3 June 2016). Novosibirsk, 2016. Part 3. P. 136–139.

17. Юлдашев З.Ш., Касобов Л.С., Юлдашев Р.З., Киргизов А.К. Возобновляемые источники энергии как фактор устойчивого развития сельских территорий Республики Таджикистан // *Вестник Таджикского технического университета*. 2014. № 2. С. 60–63.

18. Манусов В.З., Ганиев З.С., Султонов Ш.М. Оценка доступности энергетических ресурсов за счет солнечной радиации в Республике Таджикистан // *Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока*. 2018. № 1(78). С. 174–177. <http://doi.org/10.17212/1814-1196-2020-1-189-203>

19. Удалов С.Н., Манусов В.З. Моделирование ветроэнергетических установок и управление ими на основе нечеткой логики: монография. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. 198 с.

20. Шакиров В.А., Артемьев А.Ю. Выбор площадки размещения ветроэлектростанции с использованием компьютерного моделирования рельефа местности и ветрового потока // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2017. Т. 21. № 11. С. 133–143. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2017-11-133-143>

References

1. Belyaev NA, Korovkin NV, Frolov OV, Chudnyi VS. Methods for Optimization of Power-System Operation Modes. *Russian Electrical Engineering*. 2013;84:74–80.

2. Hilber P. *Maintenance Optimization for Power Distribution Systems*. Stockholm: Royal Institute of Technology; 2008, 125 p.

3. Ayuev BI, Davydov VV, Erokhin PM. Optimization Models of the Closest Limiting Operating Conditions of Electric Systems. *Elektrichestvo*. 2011;3:2–9. (In Russ.)

4. Berdin AS, Kokin SE, Semenova LA. Power System Optimization under Uncertainty. *Promyshlennaya Energetika*. 2010;4:29–35. (In Russ.)

5. Fedotov AI, Vagapov GV. Optimization of Electric Power Costs for Continuous Operation Industries. *Promyshlennaya Energetika*. 2010;10:2–6. (In Russ.)

6. Khachatryan VS, Mnatsakanyan MA, Khachatryan KV, Grigoryan SE. Optimizing Operating Modes of a Large Electric Power System by Decomposition of Power Plant Active Powers. *Elektrichestvo*. 2008;2:10–22. (In Russ.)

7. Korolev ML, Makeechev VA, Sukhanov OA, Sharov YuV. Optimization of the Operating Conditions of Power Systems using the Principles of Functional Modeling. *Elektrichestvo*. 2006;3:2–16. (In Russ.)

8. Safonov GP, Sorokin AM, Buldakov AV, Vorob'ev PV. Optimization of Production Process for Electrical Insulation Systems. *Russian Electrical Engineering*. 2007;78:167–169.

<https://doi.org/10.3103/S1068371207030145>

9. Letun VM, Gluz IS. Optimal Control of Power Station Modes under Wholesale Electricity Market. *Elektrichesk*

stantsii = Power Technology and Engineering. 2003;3:82–86. (In Russ.)

10. Sekretarev YuA, Sultonov ShM, Nazarov MKh. Optimization of Long-Term Modes of Hydropower Plants of the Energy System of Tajikistan. In: *2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing*. 2016:7911428. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7911428> [Accessed 23rd February 2020].

<https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2016.7911428>

11. Leshinskaja TB. Use of Multi-Criteria Selection Methods for Optimization of Rural Electric Power Supply Systems. *Elektrichestvo*. 2003;1:14–22. (In Russ.)

12. Frangopoulos CA, von Spakovsky MR, Sciubba E. A Brief Review of Methods for the Design and Synthesis Optimization of Energy Systems. *International Journal of Applied Thermodynamics*. 2002;5(4):151–160. <https://doi.org/10.5541/ijot.97>

13. Rusina AG, Rusin GL, Khudzhasaidov DKh. Features of Pamir Energy System Control. In: *Gidroelektrostantsii v XXI veke: Sbornik materialov Vtoroj Vserossijskoj nauchno-prakticheskoy konferencii molodyh uchenykh, specialistov, aspirantov i studentov* = Hydroelectric Power Plants in XXI Century: Collected Materials of the Second All-Russian Scientific and Practical Conference of Young Scientists, Specialists, Postgraduates and Students (Sayanogorsk, 15–16 May) Sayanogorsk: Sayan-Shushenskiy Branch of the Siberian Federal University; 2015, p. 98–101. (In Russ.)

14. Saidmuradov HM, Nedzveckij AP, Vinnichenko GP.



Tajikistan (Nature and Natural Resources). Dushanbe: Donish; 1982, 601 p.

15. Petrov G. The Development of Tajikistan's Energy Industry in Central Asia Today // Central Asia and the Caucasus. 2013;14(4):145–157.

16. Sekretarev YuA, Sultonov ShM, Nazarov MKh. Modern State Problems and Prospects of Development of the Electric Power System of Tajikistan. In: *2016 11th International Forum on Strategic Technology: Proceedings of IFOST-2016*. 1–3 June 2016, Novosibirsk. Novosibirsk; 2016, part 3, p. 136–139.

17. Yuldashev ZSh, Kasobov LS, Yuldashev RZ, Kirgizov AK. Renewable Energy Sources as a Factor of Sustainable Development of Tajikistan Republic Rural Areas. *Vestnik Tadzhijskogo Tekhnicheskogo Universiteta*. 2014;2:60–63. (In Russ.)

Критерии авторства

Манусов В.З., Назаров М.Х. заявляют о равном участии в получении и оформлении научных результатов и в равной мере несут ответственность за плагиат.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Манусов Вадим Зиновьевич,

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры системы электроснабжения предприятий,
Новосибирский государственный технический университет,
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия;
✉ e-mail: Manusov36@mail.ru

Назаров Мусо Холмуродович,

аспирант,
Новосибирский государственный технический университет,
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия;
e-mail: musso-6556@mail.ru

18. Manusov VZ, Ganiev ZS, Sultonov ShM. Estimation of Energy Resources Availability by Solar Radiation in the Republic of Tajikistan. *Nauchnye problemy transporta Sibiri i Dal'nego Vostoka* = Scientific Problems of Transportation in Siberia and the Far East. 2018;1(78):174–177. (In Russ.) <http://doi.org/10.17212/1814-1196-2020-1-189-203>

19. Udalov SN, Manusov VZ. Fuzzy Logic-based Modeling and Control of Wind Turbines. Novosibirsk: Novosibirsk State Technical University; 2013, 198 p. (In Russ.)

20. Shakirov VA, Artemiev AYu. Wind Farm Siting using Computer Modeling of Terrain Relief and Wind Flow. *Vestnik Irkutskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta* = Proceedings of Irkutsk State Technical University. 2017;21(11):133–143. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2017-11-133-143>

Authorship criteria

Manusov V.Z., Nazarov M.Kh. declare equal participation in obtaining and formalization of scientific results and bear equal responsibility for plagiarism.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Vadim Z. Manusov,

Dr. Sci. (Eng.), Professor,
Professor of the Department of Industrial Power Supply Systems,
Novosibirsk State Technical University,
20, Prospekt K. Marksa, Novosibirsk 630073, Russia;
✉ e-mail: Manusov36@mail.ru

Muso Kh. Nazarov,

Postgraduate Student,
Novosibirsk State Technical University,
20, Prospekt K. Marksa, Novosibirsk 630073, Russia;
e-mail: musso-6556@mail.ru