

Система стимулирующих тарифов на розничном рынке электроэнергии в российских регионах¹

Айзенберг¹ Н.И., Сташкевич² Е.В.

¹ *Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия*

² *Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия*

В докладе рассматриваются взаимодействия энергоснабжающей организации и нескольких типов потребителей на розничном рынке в свете задачи стимулирования потребителей к оптимизации своей нагрузки. На сегодняшний день разработаны схемы решения, как на оптовом рынке, так и на розничном [1]. При этом механизмы управления спросом на оптовом рынке имеют более простые схемы, чем на розничном. Это связано с большей предсказуемостью поведения крупных промышленных потребителей и электроснабжающих компаний, включая гарантирующих поставщиков, действующих на оптовом рынке. В докладе обсуждаются методы управления спросом для розничного рынка.

В настоящее время с появлением цифровых интервальных счётчиков электроэнергии, современных высокоскоростных технологий измерения, передачи, преобразования и представления информации о текущем потреблении электроэнергии проблема управления спросом решается на основе соответствующих договоров энергосистемы с отдельными потребителями электроэнергии, построенных на учете экономических интересов каждой стороны [2, 3]. Распределительные компании на основе анализа различных объектов электропотребления выявляют такие электроприемники, которые в совокупности позволяют существенно до 25% снизить пиковую нагрузку энергосистемы. В числе таких электроприемников обычно рассматриваются кондиционеры крупных жилых, коммерческих и административных зданий, электрические водонагреватели, электроприводы насосов систем орошения в сельской местности и др. После анализа и оптимизации электропотребления компании разрабатывают программы управления спросом на электроэнергию, устанавливают льготные условия для потребителей, согласившихся добровольно в них участвовать.

В данный момент в РФ предпринимаются шаги по стимулированию потребителей к участию в повышении энергоэффективности и выравниванию графиков нагрузки, например, за счет внедрения дифференцированных по времени суток тарифов. В докладе рассматриваются законодательно сформированные тарифы, которые являются наиболее привлекательными для потребителей с точки зрения возможности управления своим электропотреблением, т.е. тарифы, предусматривающие плату за пиковое значение мощности или же пиковую зону потребления электроэнергии. К ним относятся двухставочный тариф с платой за электроэнергию и мощность, при пиковом значении максимума нагрузки у энергосистемы и дифференцируемый по зонам суток тариф. Мы проверили насколько предложенные тарифы пригодны для мотивации активного поведения потребителей по управлению спросом, оценив для примера месячную оплату за электроэнергию двумя потребителями различных типов во всех регионах РФ. Для сравнения также мы рассмотрели тарифы, применяемые за рубежом [3]. После стимулирующих свойств тарифов к управлению спросом на одних и тех же потребителях., мы пришли в следующим выводам. Показано, что тарифы в регионах РФ, в отличие от тарифов зарубежных стран, не всегда эффективны и обладают необходимыми стимулирующими свойствами к снижению пиковой нагрузки.

¹ Работа поддержана РФФИ, грант № 019-010-00183 и выполняется в рамках Государственного задания (№ FWEU- 2021- 0001) Программы фундаментальных исследований Российской Федерации на 2021-2030 гг.

Анализ схем тарифов на розничном электроэнергетическом рынке России. Рассмотрим систему электроснабжения двух потребителей. К первому относятся нагрузки общежития (кампус студенческого городка, г. Иркутск), суточный график стандартный для физических лиц. Предполагается, что этот потребитель не является активным, т.е. не управляет своей нагрузкой, если речь не идет о существенной экономии средств. Второй потребитель — это небольшое предприятие, его нагрузка связана с определенными производственными процессами. В нашем случае это будет суточный график нагрузки телевышки (г. Иркутск). Будем считать, что этот потребитель заинтересован в управлении нагрузкой. Второй потребитель крупнее первого. При этом оба потребителя попадают в группу с нагрузкой ниже 670кВт и уровнем напряжения НН (низкое напряжение). Для таких потребителей законодательно предлагается несколько типов тарифов. В докладе рассматриваются основные из них. Это тарифы 1 ЦК (линейный – цена одинакова за любую единицу продукции), 2 ЦК (дифференцированный по трем зонам суток) и 3 ЦК (двухставочный, включающий плату за мощность).

Для расчёта оплаты за электроэнергию за январь 2019 г. были использованы данные тарифов для Российских регионов, расположенных в ценовых зонах оптового рынка. Как изменяется сумма платежа для одного и того же потребителя, находящегося в разных регионах РФ, можно видеть на рис. 1 для общежития и на рис. 2 для телевышки. На данных рисунках проведена сортировка по возрастанию оплаты по линейному тарифу (1 ЦК).

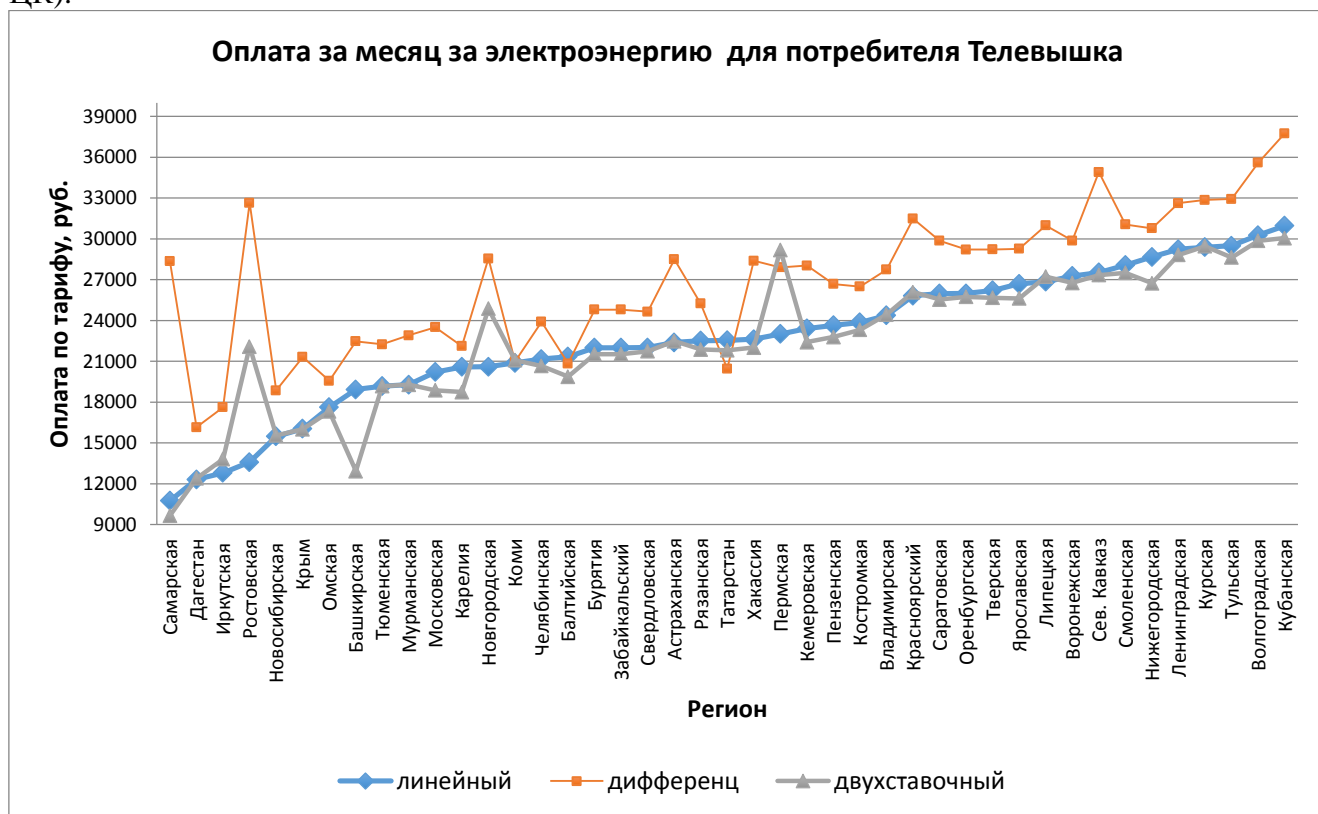


Рис. 1. Месячная оплата за электроэнергию в соответствии с применением разных тарифных ставок для Телевышки

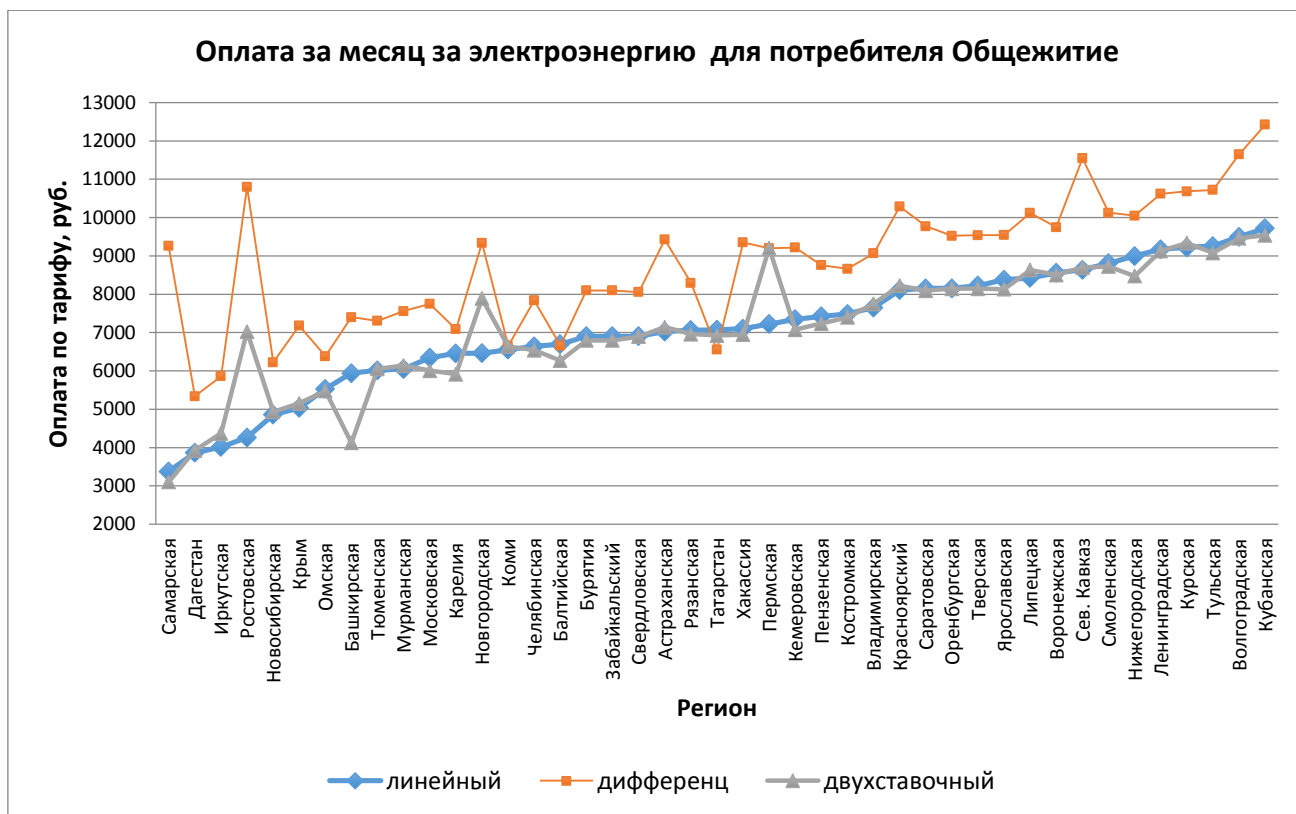


Рис. 2. Месячная оплата за электроэнергию в соответствии с применением разных тарифных ставок для Общежития

Из рисунков 1 и 2 видно, что соотношение оплаты по тарифам между собой в разных регионах РФ может существенно отличаться. Отметим несколько важных особенностей:

1. Мы предполагаем, что тарифы 2ЦК и 3ЦК являются стимулирующими для сокращения нагрузки потребителем в пиковое время. Поэтому логично было бы, если сумма оплаты по этим тарифам была меньше, чем по тарифу без стимулов 1ЦК, либо совпадала с оплатой по 1ЦК. В последнем случае любые мероприятия по сокращению пиковой нагрузки приводили бы к тому, что оплата по стимулирующим тарифам становилась бы меньше и потребителю было бы выгодно выбрать эти тарифы. К сожалению, для выбранных потребителей описанное логичное соотношение тарифов не работает.

2. Дифференцированный тариф 2 ЦК на наш взгляд сформирован во всех регионах плохо. Оплата по нему будет почти везде выше, чем по линейному для выбранных типов потребителей. Причем превышение составляет от 13 до 150% в оплате. В этом случае для потребителя Телевышка сокращение пиковой нагрузки должно составлять около 83% общей нагрузки за сутки, чтобы получить выгоду от выбора дифференцированного тарифа. Такие изменения нагрузки выглядят нереальными, а, следовательно, ни один потенциальный потребитель подобного типа не выберет этот «стимулирующий» тариф. Аналогичный вывод получим и по потребителю типа Общежитие.

Модель формирования стимулирующих розничных тарифов на электроэнергию. Во второй части доклада будет описана модель, на основе которой можно формировать эффективную систему тарифов, блокирующую вышеописанные ситуации. Модель, которую мы предлагаем, теоретико-игровая, где совмещаются интересы пользователей электроснабжающей компании (ЭСК) [4, 5]. Ключевые моменты модели: - ритейлер или ЭСК действует, исходя из максимизации прибыли и издержек за суммарный объем поставок; несколько типов потребителей с разными предпочтениями, максимизирующие свою выгоду от потребления или минимизирующие свои затраты на покупку электроэнергии.

В докладе приводится модель, исключая неблагоприятный отбор, когда все потребители выбирают один тип тарифа, игнорируя остальные (например, линейный). На основе методов mechanism design сформулировано два блока ограничений для оптимизационной модели ритейлера: ограничения индивидуальной рациональности и ограничения согласованности по типам. На основе предложенной модели приведен пример расчёта возможной корректировки дифференцированного тарифа для двух потребителей, которые описаны выше. Задача сформулирована и решена для каждого региона России отдельно. В данном случае ставится задача сбалансировать тарифы так, чтобы в дифференцированном тарифе появились стимулы к сокращению пиковой нагрузки. Т.е. чтобы у потребителя, которого можно отнести к малому и среднему предпринимателю, появился интерес к выбору этого тарифа. И это в дальнейшем привело к внедрению им энергосберегающих мер, что дополнительно бы снизило его оплату по тарифу.

Литература:

- [1] Mohsenian-Rad, H., Wong, V.W., Jatskevich, J., Schober, R., Leon-Garcia, A. Autonomous demand-side management based on game-theoretic energy consumption scheduling for the future smart grid // IEEE Transactions on Smart Grid, 2010, v.1, №3, pp. 320-331.
- [2] Samadi, P., Mohsenian-Rad, H., Schober, R., Wong, V. W. Advanced demand side management for the future smart grid using mechanism design // IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, v.3, №3, pp. 1170-1180.
- [3] Zhanng N., L.F.Ochoa, D.S.Kirschen Investigating the impact of demand side management on residential customers // IEEE PES ISGT Europe2011, Manchester, UK, Dec 5-7, 2011.
- [4] Aizenberg, N., Stashkevich, E., Voropai, N. Forming rate options for various types of consumers in the retail electricity market by solving the adverse selection problem // International Journal of Public Administration, 2019, v. 42, № 15–16, pp. 1349–1362.
- [5] Aizenberg, N., Voropai, N. Price setting in the retail electricity market under the Bertrand competition // Procedia computer science, 2017, v. 122, pp. 649-656.

The system of incentive tariffs in the retail electricity market in Russian regions²

Natalia Aizenberg^{1,}, Elena Stashkevich²*

¹Department of Electric Power System, Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk, Russia

²Department of Power Supply and Electrical Engineering, Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

At present, with the emergence of smart power meters, advanced high-speed technologies for measurement, transfer, conversion and displaying the information on the current electricity consumption, the problem of demand response is solved based on the corresponding contracts of a load serving entity with individual power consumers; those contracts shall take into account economic benefits of both parties [1-3]. Load serving entities, based on the analysis of different power consumption facilities, identify such utilities that collectively allow almost 25% reduction of peak loads of the entity. Such utilities usually include air conditioners of large dwelling, commercial and administrative buildings, electric boilers, electric drives of pumps of water

² This work is carried out as part under State Assignment Project (no. FWEU- 2021-0001) of the Fundamental Research Program of Russian Federation 2021-2030, and with the support of the Russian Foundation for Basic Research, grant 019-010-00183.

sprinkling systems in the rural areas, and others. After analysis and optimization of electricity consumption, the companies develop the demand-response electricity program, and set privileged rates for power consumers who agreed to participate in those programs.

RF is currently undertaking efforts to motivate customers to participate in raising the energy efficiency and leveling the load curves e.g., by the introduction of time-of-use (TOU) rates. The paper considers legally grounded rates that are most attractive for customers from the standpoint of their load response, i.e., rates that provide for payment for peak load or peak electricity consumption periods. They include a two-part rate with payment for electricity and capacity at peak loads of the power grid and TOU rate. The paper exploits the applicability of proposed rates for incentivizing the demand response. The efficiency of the approach is exemplified by the assessment of daily electricity bills of two consumers of different types in different RF regions. Rates applied abroad [4] are considered in parallel, their incentives for demand response are assessed for customers that are similar to those in Russia. It is shown that RF rates, unlike foreign rates, do not always have the required incentives for reducing the peak loads. Studies on the foreign electricity markets that were undertaken recently propose an on-line demand response when a customer is capable to respond to variable power supply almost instantly [6-9]. In our opinion, such approach cannot be implemented in the conditions of the Russian market. We propose a pricing model that takes into account the interests of customers and the costs of a load serving entity for a month's time interval.

Comparison of the electricity pricing system for different types of customers in different RF regions Consider the electricity supply system of two customers. The first one includes loads of a student campus (Irkutsk) whose daily curve is typical to that of individuals. This customer is assumed to be inactive, i.e., they do not change their electricity consumption pattern if saving is not considerable. The second one is a small business customer and its demand is conditioned by a certain production facility. In our case, it is a daily load curve of a TV Tower (Irkutsk), Let us assume that this customer is interested in varying demand response. The second customer is larger than the first one. Both customers belong to a group with a low voltage load below 670 kW. Such customers are legally offered several types of rates. The paper considers the main of them. They are 1PC (price category) rate (flat rate, i.e., the price for any unit of product is the same); 2PC rate (time-of-use (TOU) rate (differentiated by three day periods); and 3PC rate (a two-part rate that includes payment for capacity).

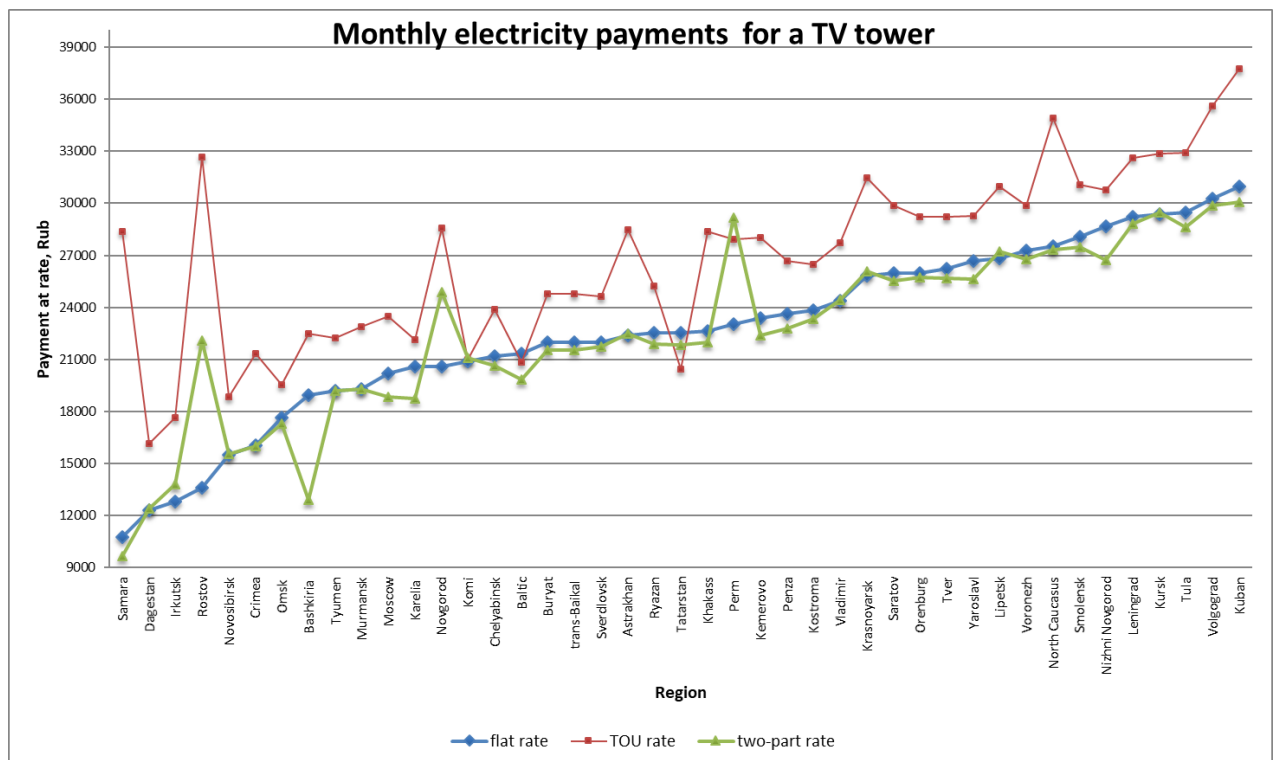


Fig. 1. Monthly electricity payments of TV tower under different rates.

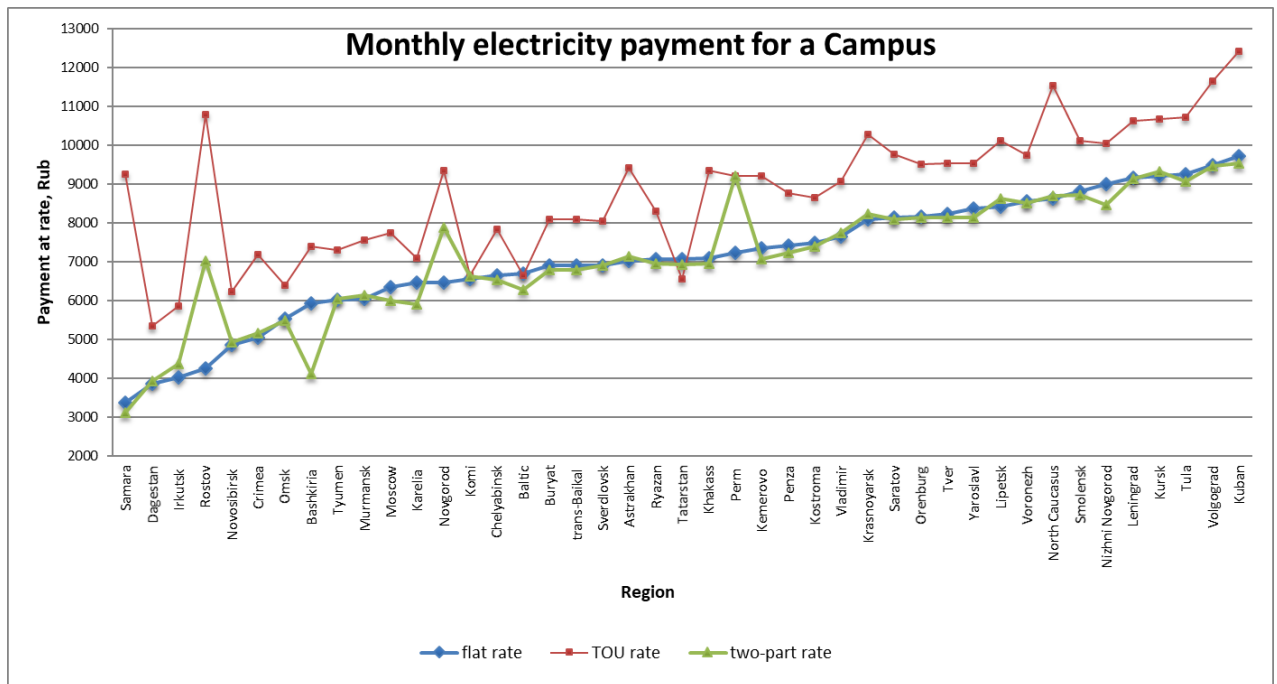


Fig. 2. Monthly electricity payment under different rates for a Campus.

For calculating the payment for electricity in January 2019, we used data on rates for Russian regions located in the price zones of the wholesale market. Figs. 1 and 2 show how changes the payment for the same type of customers in different regions of RF (Campus and TV Tower, respectively). The Figures reflect payment as per the flat rate (1PC) sorted in ascending order.

Figs. 1 and 2 demonstrate that the ratio between payments based on the rates in different RF regions may differ considerably. There are some important peculiarities:

1. We assume that 2PC and 3PC rates stimulate load reduction by a consumer in the peak hours. Therefore, that would be proper for those rates to be lower than rates without incentives (1PC) or to coincide with bills as per 1PC. In the latter case, any measures taken to reduce the peak load would reduce payments based on demand-response rates and a customer would prefer those rates as they would be more profitable for him. But, unfortunately, the described logical ratio of rates does not work for the selected customers.

2. TOU (2PC) rate, in our opinion, works poorly in the regions. Payments based on this rate for the selected types of consumers are almost everywhere higher than those based on the flat rate, and the extra charge makes from 13% to 150%. To get benefits from the demand-response rate, the TV tower load shall be about 83% of the total daily load. Such changes in the load do not look realistic and, hence, neither potential consumer of this type would select this 'stimulating' rate. The conclusion on the Campus as a consumer is similar.

Model for the formation of incentive retail electricity tariffs. In the second part of the report, a model will be described, on the basis of which it is possible to form an effective tariff system that blocks the above situations. The model that we propose is game-theoretic, where the interests of users of the power supply company (PSC) are combined [4, 5]. Key points of the model: - a retailer or PSC acts on the basis of maximizing profits and costs for the total volume of supplies; several types of consumers with different preferences, maximizing their benefits from consumption or minimizing their costs for purchasing electricity.

The our work presents a model that excludes adverse selection, when all consumers choose one type of tariff, ignoring the rest of the tariffs (for example, flat). On the basis of mechanism design methods, two blocks of constraints are formulated for the retailer's

optimization model: constraints on individual rationality and constraints on consistency by types of consumers. On the basis of the proposed model, an example of calculating a possible adjustment of the differentiated tariff for two consumers, which are described above, is given. The problem is solved for each region of Russia separately. In this case, the problem is to balance tariffs so that incentives to reduce the peak load appear in the differentiated in time-zone tariff. The consumer, who can be classified as a small and medium-sized entrepreneur, has an interest in choosing this tariff. And this later led to the introduction of energy-saving measures by him, which would further reduce his payment for the tariff.

Reference.

- [1] Mohsenian-Rad, H., Wong, V.W., Jatskevich, J., Schober, R., Leon-Garcia, A. Autonomous demand-side management based on game-theoretic energy consumption scheduling for the future smart grid // IEEE Transactions on Smart Grid, 2010, v.1, №3, pp. 320-331.
- [2] Samadi, P., Mohsenian-Rad, H., Schober, R., Wong, V. W. Advanced demand side management for the future smart grid using mechanism design // IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, v.3, №3, pp. 1170-1180.
- [3] Zhang N., L.F.Ochoa, D.S.Kirschen Investigating the impact of demand side management on residential customers // IEEE PES ISGT Europe2011, Manchester, UK, Dec 5-7, 2011.
- [4] Aizenberg, N., Stashkevich, E., Voropai, N. Forming rate options for various types of consumers in the retail electricity market by solving the adverse selection problem // International Journal of Public Administration, 2019, v. 42, № 15–16, pp. 1349–1362.
- [5] Aizenberg, N., Voropai, N. Price setting in the retail electricity market under the Bertrand competition // Procedia computer science, 2017, v. 122, pp. 649-656.