

УДК 621.31.002.54

О ПРОБЛЕМАХ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РОССИИ

*А.А. Мирошниченко, Е.М. Гордиевский,
А.З. Кулганатов, Е.А. Сироткин*

В статье рассмотрены проблемы электроснабжения удаленных потребителей, которая на сегодняшний день является одной из самых важных проблем российской электроэнергетики. Авторами статьи проведен анализ текущего положения и выявлены основные тенденции в развитии зон децентрализованного электроснабжения.

Ключевые слова: удаленные потребители, возобновляемые источники энергии, дизельные электростанции.

Введение. На территории Российской Федерации существует большое количество потребителей электрической энергии (малые города, поселки, предприятия, установки по добыче полезных ископаемых), которые расположены в районах, изолированных от существующих электросетей. Нередко энергоснабжение таких объектов осуществляется с перебоями. Следовательно, при возведении новых отдаленных потребителей необходимо рассматривать источники автономного энергообеспечения. Большинство таких потребителей располагаются в районах Дальнего Востока и Сибири и от общей площади страны такие территории достигают около 70 % [1]. Проблема бесперебойного и качественного электроснабжения удаленных и малонаселенных потребителей остается важной в техническом, социальном и экономических аспектах. Негативным последствием такой проблемы стало упразднение более 11 тыс. поселений в России за последние 10 лет.

«Обеспечение энергетической безопасности страны», в том числе благодаря бесперебойному и качественному «электроснабжению в ряде удаленных регионов и в районах с низкой плотностью потребителей» – один из главных ориентиров государственной политики, который отражен в энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года [2].

Основные проблемы в энергоснабжении отдаленных потребителей. На сегодняшний день обеспечивать электрической энергией такие регионы возможно путем дорогостоящего строительства ЛЭП со всей сопутствующей инфраструктурой, либо использовать передвижные или стационарные дизельные электростанции (ДЭС). Существует также и третий вариант – использование возобновляемых источников энергии, о которых речь пойдет ниже.

По данным [3], имеет место схема, позволяющая классифицировать территорию Российской Федерации по степени обеспеченности топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и по степени централизации. Схема представлена на рис.



Классификация территорий России по степени централизации и обеспеченности топливно-энергетическими ресурсами

Распределенная генерация электрической энергии может существовать как полностью автономно, так и работать параллельно с сетью. При параллельном режиме работы предполагается учет большого количества технических требований, которые выдвигают субъекты энергосистем. Также немаловажным фактором является то, что при параллельной работе влияние энергетической системы на объекты малой генерации будет значительным. Аварийные возмущения в сети, всевозможные короткие замыкания могут привести к частым отключениям генераторных установок, а это может привести к дополнительному износу оборудования (в таком случае происходят термонапряженные состояния силовых агрегатов в дизельных генераторах).

В случае, если генерирующие электрическую энергию установки автономных потребителей работают изолированно от энергосистемы, существует угроза полного прекращения работы электростанции. В такой ситуации собственник энергоустановки имеет несколько вариантов осуществления электроснабжения производств или населенных пунктов: либо остается связь с энергосистемой для дополнительного резервирования (при этом допускается кратковременный переход на параллельную работу в вынужденных ситуациях), либо требуется установка дополнительных резервных генераторов.

Чтобы определить экономическую целесообразность подключения потребителя к энергосистеме или использовать дизельную электростанцию, необходимо учесть электрические нагрузки потребителей, тарифы на электрическую энергию в системе энергосбыта, степень удаленности потребителей от энергоисточника, а также стоимость дизельного топлива и технико-экономические показатели ДЭС.

Выведем формулы для сравнения альтернативных вариантов:

$$Z_{\text{пр}}^{\text{ЛЭП}} = Z_{\text{пр}}^{\text{ДЭС}},$$

Здесь $Z_{\text{пр}}^{\text{ЛЭП}}$ и $Z_{\text{пр}}^{\text{ДЭС}}$ являются приведенными затратами для вариантов подключения к существующему энергоузлу или использования дизельной электростанции.

$$Z_{\text{пр}}^{\text{ЛЭП}} = E \cdot (k^{\text{ЛЭП}} \cdot L^{\text{ЛЭП}} + K^{\text{ТП}}) + I_{\text{пост}}^{\text{ЛЭП}} + I^{\text{ТП}} + T^{\text{ЭС}} \cdot W,$$
$$Z_{\text{пр}}^{\text{ДЭС}} = E \cdot k^{\text{ДЭС}} \cdot N^{\text{ДЭС}} + I_{\text{пост}}^{\text{ДЭС}} + c_{\text{т}}^{\text{ДЭС}} + B_{\text{т}}^{\text{ДЭС}},$$

где E – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; $k^{\text{ЛЭП}}$ и $k^{\text{ДЭС}}$ – удельные капиталовложения в возведение ЛЭП и ДЭС соответственно; $K^{\text{ТП}}$ – суммарные капиталовложения на возведение трансформаторных подстанций; $L^{\text{ЛЭП}}$ – длина распределительной линии электропереда; $I_{\text{пост}}^{\text{ЛЭП}}$, $I^{\text{ТП}}$, $I_{\text{пост}}^{\text{ДЭС}}$ – ежегодные издержки на ЛЭП, трансформаторные подстанции и дизельную электростанцию (включает в себя заработную плату на обслуживание, отчисления на амортизацию, текущие ремонты и прочие эксплуатационные затраты); $T^{\text{ЭС}}$ – тариф на электрическую энергию в энергосистеме; W – потребность в электроэнергии с учетом потерь; $N^{\text{ДЭС}}$ – мощность дизельной электростанции; $c_{\text{т}}^{\text{ДЭС}}$ – стоимость дизельного топлива для потребителя; $B_{\text{т}}^{\text{ДЭС}}$ – годовой расход топлива при использовании дизельной электростанции.

К основным проблемам при электроснабжении удаленных потребителей можно отнести: низкое качество электрической энергии, недостаток инвестиций, неоптимальность систем энергообеспечения, большой износ энергетического оборудования, удаленность от центров снабжения и обслуживания, рост цен на топливно-энергетические ресурсы, и как следст-

вие, увеличение объема дотаций из областных бюджетов на закупку и доставку топлива [1, 2]. При этом из федерального и регионального бюджетов выделяются огромные суммы на организацию так называемого «северного завоза» топлива и на покрытия кассовых разрывов, вызванных необходимостью в заблаговременном кредитовании закупок и транспорта топлива. Так, у наиболее удаленных от энергосистемы потребителей около 75 % стоимости топлива является цена его доставки. Кроме того, около 60 % генерирующего оборудования эксплуатируется уже более 30 лет, а процесс введения новых мощностей, к сожалению, обеспечивает замену отработавшего ресурс оборудования без осуществления прироста установленной мощности. В табл. 1 отразим основное распределение децентрализованных объектов по мощностям.

Таблица 1

Энергетические нагрузки по категориям потребителей

Требуемая мощность, кВт	Объекты электроснабжения
0,1–1	Автономное освещение, ретрансляторы, метеостанции
1–10	Индивидуальные поселения, погранзаставы, телекоммуникационные системы
10–100	Деревни, сёла, посёлки, фермы, туристические лагеря
До 1–2 тыс.	Промышленные предприятия, крупные населенные пункты

Рассмотрим преимущества и недостатки режимов изолированной от ЕЭС России работы.

Преимущества

1. Отсутствие подключения к энергосистеме может решить проблему с ограничениями в электроснабжении из-за возникновения системных аварий, КЗ вблизи источника генерации и нагрузок, а также от других внешних воздействий. Ни для кого не секрет, что энергетическое оборудование малой мощности очень чувствительно к внешним возмущениям, из-за этого, при параллельной работе с системой могут возникать перебои в электроэнергии ввиду срабатывания защит генераторов.

2. Процесс технологического присоединения новых потребителей к сетям может занимать длительное время. Например, в электрических сетях больших энергоузлов есть районы, закрытые для присоединения новой нагрузки ввиду отсутствия свободных резервов мощности на трансформаторных подстанциях, а также при недостатке в пропускной способности ЛЭП.

3. Часто в роли изолированного потребителя выступают месторождения полезных ископаемых, например нефтегазовые установки. Для них главным стимулом к вводу собственного источника электрической энергии

является государственная экологическая политика. Например – сжигание попутных нефтяных газов облагается большим штрафом. Процесс утилизации вторичных ресурсов путем использования установок малой генерации и использования в качестве топлива для них попутный газ может снизить штрафы. Ввиду того, что количество новых месторождений растет с каждым годом, возможно рассмотрения создания малых независимых энергосистем, не связанных с ЕЭС.

Недостатки

1. Если объект автономного электроснабжения электрически связан с системой в качестве дополнительного источника снабжения, то при отключениях собственной генерации может возникнуть незапланированный наброс нагрузки на сети энергосистемы, в результате чего возможна перегрузка, срабатывание защит и последующее отключение оборудования.

2. Каждый потребитель электрической энергии имеет свой типовой график нагрузки, который характерен явными максимума и минимумами потребления электроэнергии. В зависимости от технологического процесса возможна ситуация, при которой необходимо отключения части нагрузок в часы минимума по условию устойчивого сжигания топлива в котле. Такие отключения могут привести к сокращению срока службы установок

3. При рассмотрении в качестве удаленного потребителя промышленного предприятия можно сделать вывод о том, что основные потребители электроэнергии – электрические двигатели. Из теории электропривода известно, что момент на валу двигателя пропорционален квадрату напряжения питания. В связи с этим в изолированных системах устройство малой генерации должно быть оснащено приборами по контролю и поддержанию частоты и напряжения [4].

С другой стороны, проанализируем обоснованность подключения к ЕЭС России до недопустимости отклонения напряжения между источником и потребителем более чем на 5 % от номинального значения. Тогда расчет максимальной длины линии электропередач L для распределительного напряжения 6 или 10 кВ:

$$L = \frac{\gamma \cdot F \cdot U_{ном} \cdot \Delta U}{P_{ном}}, \text{ км}$$

где γ – удельная проводимость материала провода; F – сечение провода; ΔU – допустимая потеря напряжения ($U_{ном} = 5\%$); $U_{ном}$ – номинальное напряжение (6 или 10 кВ); $P_{ном}$ – номинальная мощность электроприёмника.

Традиционно удельное сопротивление алюминиевого провода для сельских распределительных сетей для выбранного уровня напряжения равняет $\gamma = 32,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}/\text{мм}^2$. Сечение провода, с одной стороны, определяют

по механической прочности для противостояния ветровым нагрузкам, обледенению, с другой – электрическими нагрузками ЛЭП. Т.к. мощность удаленных потребителей, согласно табл. 1, незначительна, то первостепенным фактором в выборе сечения является именно механическая прочность. Тогда для сечения провода при установленной мощности до 160 кВт выбираем сечение провода $F = 16 \text{ мм}^2$. В связи с этим произведем расчет максимальной длины линии электропередач при работе с допустимой потерей напряжения в 5 %. Данные расчета занесем в табл. 2.

Таблица 2

Расчет максимальной длины ЛЭП L в зависимости от нагрузки P на уровнях напряжениях 6 и 10 кВ

P, кВт	25	50	100	200	500	1000
L (6 кВ), км	61	30	15	7	3	1,5
L (10 кВ), км	103	51	25	12	5	2,5

Таким образом, из табл. 2 видно, что электроснабжение от центральных электросетей потребителей мощностью 200 кВт (сёла и посёлки) ограничивается на расстояние около 10 км. Строительство же ЛЭП на более высоком классе напряжения (35 или 110 кВ) при малых мощностях нецелесообразно из-за низкого коэффициента загрузки по мощности и значительных капиталовложений в строительство трансформаторных подстанций. Следовательно, производить дальнейшие расчеты характеристик линий электропередач, работающих в режиме, близком к режиму холостого хода, абсурдно [5].

Использование дизельных электростанций. На сегодняшний день по некоторым оценкам ученых в России эксплуатируются более 7 тыс. дизельных электростанций, на работу которых ежегодно тратится более 7 млн тонн топлива [6, 7]. Так, по некоторым сведениям стоимость 1 кВт·ч электрической энергии, выработанной дизельными электростанциями мощностью до 100 кВт в отдаленных регионах Якутии, куда доставка топлива сопровождается значительными экономическими затратами, достигает от 25 до 60 руб./(кВт·ч). Несложно рассчитать дороговизну такого топлива по сравнению со средней стоимостью электрической энергии в Центральном регионе России, равной 4,5 руб./(кВт·ч) [8]. Таким образом, на сегодняшний день большинство источников для энергоснабжения удаленных потребителей, особенно северных регионов, является крайне убыточным мероприятием, т.к. себестоимость электрической энергии оказывается значительно выше тарифа, который устанавливают для населения. При этом до 90 % затрат покрывается за счет областных и региональных бюджетов [9, 10, 11].

Мощность дизельных электростанций, обеспечивающей электрической энергией отдаленных потребителей, обычно определяется «пиковой мощностью», т.е. с запасом в 20–30 %. Такая мощность определяется графиками нагрузок (т.е. ее локальными суточными максимумами). В остальное время суток либо в выходные дни фактически потребляемая мощность значительно меньше пиковой. Однако, согласно [12], работа дизельных генераторов на неноминальную нагрузку значительно увеличивает износ оборудования, т.е. неравномерность потребления приводит к существенному недоиспользованию установленной мощности ДЭС. Отсюда возникает снижение КПД, что ведет к увеличению удельного расхода топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии.

Ко всему вышесказанному можно добавить тот факт, что традиционная энергетика является одним из основных загрязнителей воздуха. Электро- и теплостанции, которые работают на угле и газе вносят около 30 % объема загрязнений атмосферы. Также сгорание топлива напрямую связано с парниковым эффектом, о котором говорят еще с конца прошлого столетия и пытаются сдерживать негативные факторы данного эффекта благодаря Киотскому протоколу.

После всего вышесказанного можно сделать вывод: проблема в электроснабжении удаленных потребителей есть и ее нужно решать как можно скорее. Необходимо выработать четкую стратегию в решении данной проблемы. Технологии, которые будут при этом применяться, должны быть высокоэффективными, современными, отвечать всем климатическим требованиям, иметь улучшенные конструкционные качества и оказывать минимальное воздействие на окружающую среду. Выход в данной ситуации один – уже сегодня начинать внедрять новые технологии «зеленой энергетики», о которой мы уже говорили выше.

Заключение. На сегодняшний день рыночные сигналы и административные барьеры по подключению новых потребительских нагрузок делают строительство потребителям собственной генерации более выгодным, чем присоединение к энергосистеме с последующей покупкой тепловой или электрической энергии. Это, в свою очередь, приводит к увеличению числа установок, которые работают изолированно от Единой энергетической системы Российской Федерации. Обеспечение экономичного, надежного, бесперебойного и, самое главное, экологически чистого электроснабжения изолированного потребителя является приоритетной и весьма сложной задачей для собственников энергоустановок.

Несмотря на высокие темпы в развитии локальной генерации с использованием возобновляемых источников энергии при их комбинированной работе, учитывая разработки нормативной и законодательной базы, сегодня практическая реализация проектов по энергоснабжению удаленных потребителей реализуется в небольших масштабах, что, к сожалению, не

может полностью решить проблему их энергообеспечения. Несомненно, решение о целесообразности использования того или иного природного возобновляемого источника энергии в любом регионе должно быть обосновано экономически. Анализировать энергоэффективность при использовании нетрадиционных видов энергии необходимо только на основе системного подхода, который будет учитывать потенциал природного энергоресурса и современные технико-экономические возможности при его использовании. Окончательное решение при выборе оптимального энергоисточника должно учитывать экологические и социальные аспекты в проблеме энергоснабжения потребителей региона.

Библиографический список

1. Заседание президиума Государственного совета № 36. Доклад «Об основах государственной политики Российской Федерации в районах Севера». – URL: <http://archive.kremlin.ru/text/appears2/2004/04/28/97302.shtml> (дата обращения: 10.09.2014)
2. Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года. – М. – URL: <http://media.rspp.ru/document/1/c/e/ceef7d9d4df403f7f78fa3bd217d7285.pdf> (дата обращения: 05.11.2014).
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 г. № 321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации “Энергоэффективность и развитие энергетики”» – URL: <http://pravo.gov.ru/laws/acts/37/515049.html> (дата обращения: 06.11.2014).
4. Научные проблемы распределенной генерации / С.А. Ерошенко, А.А. Карпенко, С.Е. Кокин, А.В. Паздерин // Изв. вузов: Проблемы энергетики. – 2010. – № 11–12. – С. 126–133.
5. Суржикова, О.А. Техничко-экономические проблемы и перспективы энергоснабжения изолированных потребителей / О.А. Суржикова // Научно-технические ведомости СПбГТУ. – 2006. – № 1 (43). – С. 141–146.
6. Мяки, А.Э. Истинные причины проблем отопления в северных регионах / А.Э. Мяки // Топливо-энергетический комплекс. – 2003. – № 2. – С. 95–98.
7. Федеральная программа «Энергообеспечение районов Крайнего Севера и приравненных к ним территорий, а также мест проживания коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока за счет использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии и местных видов топлива». – М.: Министерство топлива и энергетики РФ, 1996. – 27 с.
8. Комбинированные энергетические установки в системе автономного электроснабжения [Электронный ресурс]. – URL: <http://tehnodacha.ru/news/stat/> (дата обращения: 19.09.2017).
9. Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации. Информационно-аналитический доклад. Министерство энергетики РФ. 2011. – 384 с.
10. Попель, О.С. Перспективные применения возобновляемых источников энергии в мировой практике и в России / О.С. Попель // Научная конферен-

ция фонда Сколково. Презентация. – URL: <http://www.gosbook.ru/node/36164> (дата обращения: 05.11.2014).

11. Иванова, И.Ю. Системная оценка эффективности вариантов энерго-, топливоснабжения децентрализованных потребителей. Методические подходы и результаты исследований / И.Ю. Иванова, Н.А. Петров, Т.Ф. Тугузов // ИСЭМ СО РАН, ИФТПС СО РАН. Презентация. – URL: http://www.eriras.ru/files/ivanovaenjergosnabzhjenije_djecjentr_potrjeb.pdf (дата обращения: 05.11.2014).

12. Мирошниченко, А.А. О недостатке использования дизельных генераторов при электроснабжении автономных потребителей / А.А. Мирошниченко // Интеграция наук. – 2018. – № 8(23). – С. 599–600.

[К содержанию](#)