

РАЗВИТИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Уход многих потребителей от исключительно централизованного энергоснабжения - это общемировая тенденция, хотим мы этого или нет.

Энергосистема будущего должна будет сочетать крупные электростанции, без которых проблематично электроснабжение крупных потребителей и обеспечение роста электропотребления, и распределенную генерацию. К счастью современные средства управления и связи это позволяют.

АВТОРЫ



Джек Ньюшлосс

Руководитель направления

«Электроэнергетика» Энергетического центра
Московской школы управления СКОЛКОВО

Neushloss_Jacob@skolkovo.ru



Игорь РЯПИН

Старший аналитик направления

«Электроэнергетика» Энергетического центра
Московской школы управления СКОЛКОВО

Igor_Ryapin@skolkovo.ru

СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ.....	2
ПОНЯТИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ И ТРИ ЕЕ КАТЕГОРИИ В РОССИИ.....	3
БЛОК-СТАНЦИИ.....	4
ТЭЦ.....	6
ОБЪЕКТЫ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ ГЕНЕРАЦИИ, СТРОЯЩИЕСЯ КОНЕЧНЫМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ.....	8
ПРИЧИНЫ ПОПУЛЯРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ.....	11
МИКРОСЕТИ.....	13
ВЫВОДЫ.....	14
ПРЕПЯТСТВИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ	15
ТАМОЖЕННЫЕ ПОШЛИНЫ	15
ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ.....	15
ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ.....	16
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ.....	18
ОТНОШЕНИЕ СЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ.....	20
ГЕНЕРИРУЮЩИЕ КОМПАНИИ.....	21
СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР.....	21
ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ, СОПРЯЖЕННЫЕ С РАСПРОСТРАНЕНИЕМ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ.....	22
ЭКОНОМИКА РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ.....	23
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	31

РЕЗЮМЕ

- В России наличествует значительное количество объектов, которые можно отнести к распределенной генерации.
- Они условно делятся на три категории: блок-станции, ТЭЦ в населенных пунктах и объекты малой и средней генерации, владельцы которых не являются электроэнергетическими компаниями.
- Блок-станции выгодны для их владельцев. Взаимоотношения между ними и их субабонентами в основном прибыльны для владельцев блок-станций.
- Многие ТЭЦ становятся нерентабельными и находятся под угрозой закрытия. В ряде случаев это не является оптимальным вариантом, но в России во многом утрачены навыки правильной оценки последствий таких решений и планирования разумных схем теплоснабжения.
- Объемы распространения малой и средней генерации, которой владеют конечные потребители, растут. Темп их роста увеличивается. Это снижает затраты их владельцев, снижает неопределенность, вызванную ростом тарифов и частыми изменениями законодательства, и увеличивает надежность энергоснабжения.
- Мы не умеем оценивать влияние распределенной генерации на энергосистему в целом и внятной государственной политики в этом отношении нет. Пренебрежение таким влиянием влечет за собой сооружение объектов крупной централизованной генерации и сетевых активов, которое можно было бы отсрочить на годы, если не на десятилетия. Плата за отсутствие дальновидности при принятии такого рода решений относительно инвестиций в развитие системы энергоснабжения ложится на плечи потребителей.
- Одним из основных аспектов политики государства в этом вопросе должно стать требование проанализировать и при необходимости пересмотреть философию и технологию перспективного планирования развития системы с учетом распространения распределенной генерации, создания микросетей и внедрения технологий умных сетей.

ПОНЯТИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ И ТРИ ЕЕ КАТЕГОРИИ В РОССИИ

В широком смысле слова распределенной генерацией можно считать те объекты, которые находятся вблизи конечного потребления, вне зависимости от того, кто является их владельцем.

Распределенная генерация электрической и тепловой энергии - не новое явление ни в России, ни в мире. На заре возникновения электро- и теплоэнергетики практически все источники энергии для освещения, поставки механической энергии и тепла располагались вблизи центров потребления.

Развитие технологии традиционных паротурбинных агрегатов тепловых и атомных электростанций развивались по пути использования все более высоких параметров пара, что требовало применения более совершенных материалов котлов и турбин. Передача электроэнергии на большие расстояния шла по пути возрастания напряжений.

Экономия масштаба предопределяла увеличение единичной мощности генерирующих агрегатов. Все это привело к возникновению тепловых и гидроэлектростанций мощностью в сотни и тысячи мегаватт, зачастую расположенных вблизи источников первичной энергии, вдали от крупных населенных и промышленных центров.

На сегодняшний день в России можно выделить три категории генерирующих мощностей, которые подпадают под широкое определение распределенной генерации, то есть генерации вблизи источников потребления или непосредственно на их территории.

Ими являются так называемые блок-станции, принадлежащие или арендуемые промышленными предприятиями, теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) в населенных пунктах и объекты малой и средней генерации, строительство которых конечными потребителями в последнее время стало приобретать все более значимый масштаб.

БЛОК-СТАНЦИИ

Блок-станцией в России называют источник электрической и иногда тепловой энергии, расположенный на территории или в непосредственной близости от промышленного предприятия. Многие из них имеют существенную установленную мощность, до нескольких сотен мегаватт. Их отличительной чертой является тот факт, что они принадлежат не электроэнергетическим компаниям, а владельцам промышленного предприятия на правах собственности или ином законном основании, например - праве аренды.

Большинство блок-станций возникло не сегодня. Их строительство предусматривалось при проектировании и строительстве самих промышленных объектов. Во многих случаях они также предназначались для электро- и теплоснабжения возникавших вокруг этих объектов населенных пунктов. Эта парадигма диктовалась как логикой централизованного планирования промышленного развития, так и экономическим смыслом, но иногда преобладали и ведомственные интересы.

Наличие блок-станций очевидно выгодно их владельцам, тем более, что некоторые из них функционируют за счет побочных продуктов основного производства, таких, как попутный газ, доменный газ и т.п. В отдельных случаях предприятия производят такие продукты как сухой отбензиненный газ (СОГ), который рентабельнее использовать в качестве топлива для собственной электростанции, нежели поставлять ОАО «Газпром». Немалую положительную роль играет и тот факт, что собственное топливо избавляет владельца блок-станции от болезненной необходимости «выбивать» лимиты на газ. Если бы эксплуатация блок-станций была невыгодна их владельцам, блок-станциям пришел бы конец.

По Российскому законодательству, в частности Постановлению Правительства № 442 от 4 мая 2012 года, владелец блок-станций вправе продавать излишки электроэнергии (мощность) на розничном рынке, если на такого владельца не распространяются требования о реализации этой электроэнергии (мощности) только на оптовом рынке. Факт не распространения этих требований, начиная с 1 января 2013 года, должен быть подтвержден в соответствии с Правилами оптового рынка, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 1172 от 27 декабря 2010 года. Как это будет осуществляться на практике, законодательство умалчивает. Право реализации электроэнергии (мощности) владельцами блок-станций на роз-

ничном рынке было в силе и ранее, и многие владельцы блок-станций не горели желанием участвовать в оптовом рынке, предпочитая заключать договоры купли-продажи электроэнергии или договоры энергоснабжения на розничном рынке по договорным ценам (договоры энергоснабжения по законодательству необходимо заключать в тех случаях, когда сетевая инфраструктура, по которой электроэнергия поступает конечному потребителю, принадлежит тому же лицу, что и блок-станция). Владельцы блок-станций просто не выполняли тех формальностей, которые необходимы для присоединения к оптовому рынку. До сих пор на это смотрели сквозь пальцы.

Число субабонентов предприятий, владеющих блок-станциями, в России достаточно велико. Любопытно то, что несмотря на право продавать электроэнергию субабонентам по договорным ценам, во многих из таких сделок просто дублируются те же цены, что и у гарантирующих поставщиков. Причины для этого не совсем ясны. Скорее всего, владельцы блок-станций здесь идут по наиболее легкому пути и логично предположить, что их прибыль от продажи электроэнергии в этих случаях достаточно высока.

Их субабоненты вынуждены соглашаться, иначе им предстоит заключать договоры купли-продажи электроэнергии с гарантирующим поставщиком или сбытовой компанией и договор предоставления услуг по передаче электроэнергии с владельцем блок-станции. Это может оказаться и дороже, и, точно, более хлопотно. Стоит отметить и то, что уход субабонента от договора энергоснабжения с владельцем блок-станции доставит немало хлопот и последнему, в частности это вызовет для него необходимость зарегистрироваться в качестве электро-сетевой организации, получить регулируемый тариф на передачу и т.д. Однако создается впечатление, что владельцы блок-станций пока не отдают себе в этом отчет.

ТЭЦ ТЭЦ и централизованное теплоснабжение населенных пунктов многие годы были гордостью Советской энергетики. Сама технология, как и поставки необходимого оборудования, экспортировались и во многие страны так называемой «народной демократии». И, действительно, комбинированное производство электроэнергии и тепла повышает коэффициент использования топлива (КИТ) в среднем на 30%.

На фоне этого эффекта существенные затраты и неудобства при сооружении и эксплуатации теплосетей становятся приемлемыми. Это одна из причин, по которым когенерация широко пропагандируется и поощряется сейчас на Западе. Однако она не получила там такого широкого применения, как в России.

Уже долгое время слышны разговоры о том, что ТЭЦ в России убыточны. Во многих случаях это действительно так. Ряд факторов привели к этому печальному результату. Промышленный спад, возникший в конце прошлого века по известным причинам, вызвал резкое снижение потребности в тепловой энергии со стороны крупной индустрии, что неизбежно должно было повлечь за собой рост цен на тепло для оставшихся потребителей с тем, чтобы сохранить рентабельность ТЭЦ.

Тут в дело пошло вмешательство государства, не желавшего допустить рост тарифов на тепло для населения и пытавшегося компенсировать выпадающие доходы за счет оставшихся в живых промышленных потребителей тепла. Результат не заставил себя долго ждать. Промышленники, которым еще требовалась тепловая энергия, стали сооружать собственные котельные, которые оказались дешевле, более того, предотвращали дальнейшую зависимость от тарифной чехарды.

Пришлось снова прибегнуть к вмешательству регулирующих органов, которые пошли по пути субсидирования тарифов на тепло за счет повышения тарифов на электроэнергию. Все это сопровождалось бесконечным научным спором о том, какова пропорция затрат ТЭЦ на производство электроэнергии и на производство тепла, дальнейшим износом теплосетей и ростом потерь в них, отсутствием средств учета потребления тепла и прочими бедами, например невозможностью регулировать температуру в жилых помещениях.

В процессе работы над реструктуризацией российской энергетики и созданием рынка электроэнергии было сознательно принято решение отложить серьезную работу по совершенствованию рынка тепловой энергии на более поздний срок. Решить две сложнейшие проблемы одновременно - неподъемная задача. РАО «ЕЭС России» пошло по пути создания территориальных генерирующих компаний (ТГК), объединивших в себе все крупные ТЭЦ, и тарифы на тепло остались регулируемыми.

Сейчас пришло время заняться проблемой рынка тепла всерьез, однако сделано для ее решения пока мало. В 2010 году после долгих согласований вышел Федеральный закон № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (от 27 июля 2010 года). Для его претворения в жизнь необходимо было принять 31 подзаконный акт, из которых на сегодняшний день принято только 8, да и то не первостепенного значения. В результате ситуация с теплоснабжением остается такой, какой она и была. Во многих муниципальных образованиях продолжается или планируется строительство котельных, что неизбежно приведет к росту цен на тепло для конечных потребителей, а потенциал перекрестного субсидирования, по всей вероятности, близок к исчерпанию.

Ряд ТЭЦ не вошли в число источников электроэнергии, отобранных в результате конкурентного отбора мощности (КОМ). Иными словами, Системный оператор не видит необходимости их дальнейшего существования для надежной работы энергосистемы. Вывод ТЭЦ из эксплуатации и строительство взамен них котельных неизбежно приведет к скачкообразному росту тарифов на тепло, а в ряде случаев - и цен на электроэнергию. Эту проблему следует решать комплексно и применительно к каждому конкретному случаю. Весьма вероятно, что во многих случаях модернизация ТЭЦ вместо вывода ее из эксплуатации и замены котельными может представлять собой оптимальный вариант.

Правительство требует от муниципальных образований разработки программ развития городов и муниципальной инфраструктуры, в частности схем теплоснабжения. Сплошь и рядом местные власти страдают излишним оптимизмом по поводу темпов роста их муниципальных образований и планируют строительство излишних мощностей, востребованность которых в обозримом будущем не просматривается. Это может привести к неоптимальным решениям, таким, как, например, резкое снижение

коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) существующих ТЭЦ и их выводу из строя по причине нерентабельности, вместо менее затратной модернизации. Здесь мы сталкиваемся с еще одной проблемой – проблемой кадрового голода. Поколение специалистов, которые знали, как это делать, либо вымерло, либо занимается абсолютно другой деятельностью.

НП «Совет Рынка», осознавая масштаб и насущность проблемы, вплотную занялось вопросом сочетания рынка тепла и рынка электроэнергии. К его решению привлекаются и теплотехники, и специалисты в электроэнергетике.

**ОБЪЕКТЫ МАЛОЙ И
СРЕДНЕЙ ГЕНЕРАЦИИ,
СТРОЯЩИЕСЯ КОНЕЧНЫМИ
ПОТРЕБИТЕЛЯМИ**

В более узком смысле распределенную генерацию (Distributed generation) определяют как строительство и эксплуатацию источников электрической (тепловой) энергии и, по необходимости, распределительных сетей потребителями для собственных нужд, а также для направления излишков в общую сеть (электрическую или тепловую). Под это определение подпадают блок-станции, о которых мы говорили выше, и множущиеся в последнее время объекты малой генерации, в числе которых газотурбинные и газопоршневые станции, а также пока еще малочисленные в России электростанции на возобновляемых источниках электроэнергии (ВИЭ). Малая и средняя генерация, которой владеют конечные потребители, и представляет собой основной интерес данного алерта.

Распространение малой и средней генерации во владении конечных потребителей в мире в последнее время идет весьма активно. Так, по данным одного из ведущих производителей оборудования для такого рода объектов - фирмы Катерпиллер, к настоящему моменту ею поставлено и установлено 14600 ГТУ и ПГУ различной мощности по всему миру. Состав заказчиков такого оборудования весьма разнообразен – от военных аэродромов до целлюлозно-бумажных комбинатов. И это только один из трех ведущих производителей.

Нам удалось разыскать приведенные ниже данные по установленной мощности распределенной генерации в ряде стран, относящиеся к предыдущему десятилетию.

Более поздняя информация не публикуется, по-видимому, по той причине, что на сегодняшний день это настолько распространенное явление, что его перестали выделять в отдельную категорию.

В 2000 году мощность ТЭЦ на промышленных предприятиях в Канаде (по российскому определению – блок-станций) составляла 7,7 Гигаватт или около 7% от общей установленной мощности в 111 Гигаватт. Мощность распределенной генерации на ВИЭ (солнечных батарей, ветрогенераторов и приливных станций) составляла 500 Мегаватт.

В Западной Европе установленная мощность распределенной генерации оценивалась в 2002 году в 50 Гигаватт, включая малые ГЭС и ветроэлектростанции. Общая мощность последних – 26, 9 Гигаватт.

По данным Министерства энергетики США, опубликованным в 2007 году, в этой стране уже тогда было установлено около 12 миллионов блоков, которые можно отнести к категории распределенной генерации в собственности у конечных потребителей. Их общая мощность около 200 Гигаватт, или приблизительно 25% от общей установленной мощности в 811 Гигаватт. Ряд объектов распределенной генерации представляют собой аварийный резерв, который используется конечными потребителями в периоды перерывов в сетевом энергоснабжении. Многие из них используются и как основной источник питания. Около 84 Гигаватт из этих 200 тысяч представляют собой установки с комбинированной выработкой, т.е. обеспечивают электрической и тепловой энергией промышленные предприятия, университетские кампусы и жилые районы. Коалиция распределенной энергетики США (The Distributed Power

Coalition of America) прогнозирует, что в ближайшие два десятилетия 20% новых генерирующих мощностей будут объектами распределенной генерации.

В последнее время процесс начинает набирать обороты и в России. Так, по данным таможенных органов за последние два года в Россию импортировано оборудования малой и средней генерации общей мощностью 1200 мегаватт. Объем импорта этого оборудования в 2011 году превысил импорт за 2010 года почти в два раза. Импортерами являются конечные потребители, а не предпри-

ятия электроэнергетики. В приведенной ниже таблице указаны подтверждающие это данные¹.

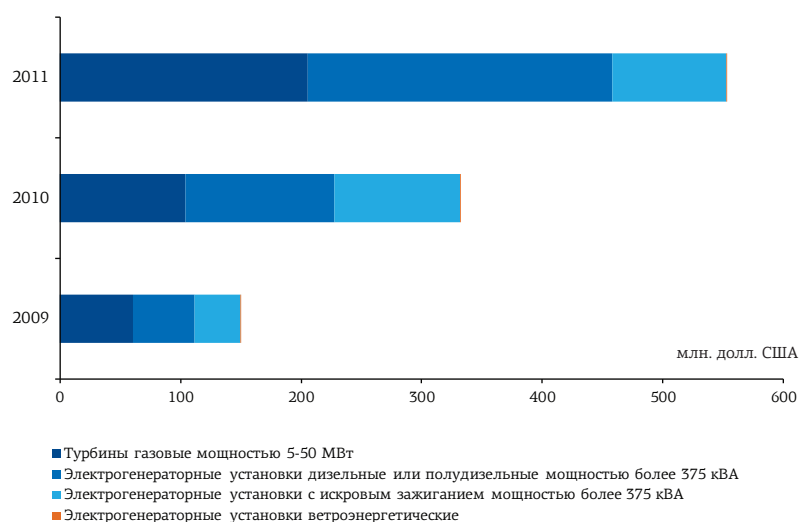
Таблица 1

Импорт оборудования для распределенной генерации в Москву и Санкт-Петербург по данным Федеральной таможенной службы России

Вид оборудования	Таможенная стоимость, млн. дол. США			Рост таможенной стоимости к предыдущему году, раз		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Турбины газовые мощностью 5-50 МВт	60,65	101,21	205,42	-	1,72	1,97
Электрогенераторные установки дизельные или полу дизельные мощностью более 375 кВА	51,25	123,41	252,28	-	2,41	2,04
Электрогенераторные установки с искровым зажиганием мощностью более 375 кВА	37,97	104,46	94,81	-	2,75	0,91
Электрогенераторные установки ветроэнергетические	0,50	0,26	0,50	-	0,52	1,95
Всего	150,36	332,34	553,02	-	2,21	1,66

Источник: Таможенная статистика внешней торговли (<http://stat.customs.ru>).

Рисунок 1. Импорт оборудования для распределенной генерации в Москву и Санкт-Петербург



Источник: Таможенная статистика внешней торговли

¹ В Москве и Санкт-Петербурге располагаются основные пункты таможенного досмотра, через которые импортируется данное оборудование, которое затем расходится по регионам.

ПРИЧИНЫ ПОПУЛЯРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Широкое распространение распределенной генерации объясняется рядом факторов. В первую очередь здесь следует отметить повышение энергоэффективности за счет возможного производства электроэнергии и тепла с использованием единого источника первичной энергии. Как указывалось выше, за счет этого КИТ увеличивается в среднем на 30%. Это становится особенно привлекательным в тех случаях, когда в результате процессов, используемых на промышленном предприятии, возникают побочные продукты, которые могут служить топливом для электростанции. Дополнительная польза в таких случаях - снижение выбросов углекислого газа и иных загрязняющих веществ (CO, NOX и SO₂) в атмосферу. Сюда же относится уменьшение вреда, наносимого сжиганием попутного нефтяного газа «на факелах».

Распределенная генерация в непосредственной близости от центра нагрузки создает возможность отсрочки или устраняет вовсе необходимость сооружения региональных электростанций и дополнительной сетевой инфраструктуры за счет срезания пикового потребления и разгрузки существующих сетей. Наличие источников напряжения в непосредственной близости от нагрузки увеличивает надежность энергоснабжения, способствует поддержанию должных уровней напряжения в сети и снижает риск потери устойчивости. За счет распределенной генерации снижаются потери в сетях и перетоки реактивной мощности.

Распределенная генерация может предоставить поддержку системе в аварийных ситуациях и тем самым предотвратить их возникновение или снизить величину ущерба. В результате снижается тарифная нагрузка на потребителей, обслуживаемых энергосистемой, так как происходит сдерживание инвестиционных затрат. Очевидно, что капитальные затраты на сооружение объекта распределенной генерации несет его собственник и их не надо размазывать на всех остальных потребителей. Кроме этого, финансовые риски, связанные с объектами малой и средней генерации, намного ниже, чем для объектов с большой установленной мощностью.

Не в последнюю очередь следует отметить снижение уязвимости от террористических атак, так как защита распределенной генерации от такого рода диверсий интегрирована с охраной самого промышленного предприятия.

Для потенциального владельца объекта распределенной генерации в результате его эксплуатации затраты на энергоснабжение становятся достаточно предсказуемыми, что дает возможность долгосрочного планирования производства и инвестиций в развитие. Это особенно важно в России, где рост тарифов, особенно в последние годы, трудно предугадать, не говоря уже о частых сменах законодательства и методов регулирования.

Собственный источник электроэнергии для его владельца дает серьезное увеличение надежности энергоснабжения. Как хорошо известно, большинство перерывов в энергоснабжении связано с нештатными ситуациями в сетевом хозяйстве. При такого рода аварии наличие собственной электростанции бесценно, в особенности там, где производственный процесс не терпит даже временного отсутствия электропитания.

Собственная электростанция дает возможность расширения производства на предприятии, так как нет необходимости ждать развития инфраструктуры поставщиками электроэнергии. Вспомним хотя бы, что по законодательству сетевой компании дано право осуществлять технологическое присоединение с отсрочкой в два года, а в некоторых случаях и более. Также отпадает необходимость в оплате технологического присоединения к сетям, что в настоящий момент в России весьма и весьма затратно.

В приведенной ниже таблице основные детали положительного вклада объектов распределенной генерации сведены вместе.

Таблица 2
Положительный вклад распределенной генерации

	Экономия стоимости энергии	Экономия потерь в сетях и сетевых перегрузок	Отсрочка инвестиций в генерацию	Отсрочка инвестиций в сетевое хозяйство	Повышение надежности	Повышение качества поставляемой электроэнергии	Эффективное использование земельных ресурсов
Срезание пиков нагрузки	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Поставка системных услуг							
Операционные резервы							
Регулирование	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Запуск с нуля							
Реактивная мощность							
Аварийные резервы	✓	✓			✓	✓	✓

Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО.

МИКРОСЕТИ

Микросетью принято называть локализованную группировку объектов по производству электроэнергии, ее аккумулярованию и объектов потребления. Обычно микросеть присоединена к конвенциональной централизованной сети (макросеть) в точке присоединения. При отсоединении, то есть размыкании микросети и макросети, микросеть может функционировать в автономном режиме.

Генерация и нагрузка в микросети обычно соединены на низком напряжении. С точки зрения Системного оператора, микросеть может управляться как единый объект. Единый или многочисленные распределенные источники генерации в микросети и ее способность обеспечивать потребителей энергией в автономном режиме обеспечивают высокую степень надежности.

Тепло, производимое микротурбинами, может использоваться как промышленными предприятиями, так и для теплоснабжения зданий, обеспечивая высокий КИТ. С ростом числа объектов распределенной генерации концепция микросетей приобретает все большую популярность.

ВЫВОДЫ

Уход многих потребителей от исключительно централизованного энергоснабжения - общемировая тенденция, хотим мы этого или нет. К ним следует добавить и такие факторы, как потеря доверия к государству в целом и к энергокомпаниям в частности. Выгоды, которые распределенная генерация приносит ее владельцам, очевидны, но эффекты присутствия таких объектов положительны и для системы энергоснабжения в целом.

В России, несмотря на рост темпов строительства объектов распределенной генерации, этот процесс не находит должного места в перспективном планировании развития системы. Это откладывается на потом. Еще нет осознания того вклада, который распределенная генерация может внести в общее развитие системы и ее модернизацию и нет осмысленной государственной политики на этот счет. При разработке такой политики важнейшим положением должно стать требование проанализировать и при необходимости пересмотреть философию и технологию перспективного планирования развития системы с учетом распространения распределенной генерации, создания микросетей и внедрения технологий умных сетей.

ПРЕПЯТСТВИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

ТАМОЖЕННЫЕ ПОШЛИНЫ

Таможенные ввозные пошлины на малые паровые турбины мощностью до 40 Мегаватт и малые гидравлические турбины - до 10 Мегаватт составляют 15% от таможенной стоимости ввозимого оборудования.

Таможенные ввозные пошлины на газовые турбины мощностью до 50 Мегаватт – 8% от таможенной стоимости ввозимого оборудования. На двигатели внутреннего сгорания и ветроустановки установлена нулевая ставка таможенных пошлин.

ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

Тепловые электростанции, в том числе объекты распределенной генерации, относятся к опасным производственным объектам. В соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», к таким объектам, в частности, относятся объекты, на которых используются воспламеняющиеся, горючие, взрывчатые вещества; используется оборудование, работающее под давлением более 0,07 мегапаскаля или при температуре нагрева воды более 115 градусов Цельсия; используются стационарно установленные грузоподъемные механизмы.

Обязательные требования к техническим устройствам, применяемым на опасных производственных объектах, и формы оценки их соответствия таким обязательным требованиям, устанавливаются в соответствии с законодательством о техническом регулировании. При этом применение технических устройств на опасных производственных объектах осуществляется при условии получения разрешения на применение конкретных видов (типов) технических устройств на опасных промышленных объектах, выдаваемого федеральным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности (Ростехнадзором). Правила применения технических устройств на опасных производственных объектах утверждены постановлением Правительства РФ от 25.12.1998 №1540.

Оборудование, применяемое, в том числе, на объектах распределенной генерации (газотурбинные установки,

паровые турбины, дизель-генераторы), подлежит обязательной сертификации для подтверждения соответствия требованиям технического регламента «О безопасности машин и оборудования» (утвержден постановлением Правительства РФ от 15.09.2009 №753). Приказом Росстандарта от 20.08.2010 №3108 утвержден перечень стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований указанного технического регламента.

Дополнительные требования по сертификации оборудования, использующего газ в качестве сырья, установлены Правилами пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.05.2002 №317). В частности, газоиспользующее оборудование организаций должно соответствовать требованиям нормативной документации, включающей показатели энергоэффективности (ГОСТ, ТУ), иметь сертификаты системы ГОСТ Р и разрешение на применение, выданное Ростехнадзором.

Таким образом, требуется не только подтверждение соответствия требованиям технического регламента о безопасности машин и оборудования, но и подтверждение соответствия требованиям по энергоэффективности. Кроме того, для эксплуатации объекта распределенной генерации, как правило, требуются лицензии на осуществление таких видов деятельности, как эксплуатация взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов (в соответствии с Федеральным законом от 04.05.2011 №99-ФЗ).

ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

При строительстве объекта распределенной генерации может потребоваться его технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых организаций и заключение договора на оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению либо безвозмездного соглашения с системным оператором. В технических условиях, выдаваемых в этих случаях сетевой организацией и системным оператором, могут содержаться требования к характеристикам объекта распределенной генерации или установленному на нем оборудованию.

Технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых организаций осуществляется также и в случае, если в отношении ранее присоединенных энергопринимающих устройств изменяются категория надежности электроснабжения, точки присоединения, виды производственной деятельности, не влекущие пересмотр величины максимальной мощности, но изменяющие схему внешнего электроснабжения таких энергопринимающих устройств. Технологическое присоединение осуществляется в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям (утв. постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 №861).

Заключение договора на оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в отношении объектов распределенной генерации требуется, если эти объекты соответствуют критериям, указанным в Правилах отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (утверждены постановлением Правительства РФ от 14.02.2009 №114). В частности, заключение договора требуется, если электроэнергия, производимая на указанных объектах распределенной генерации, продается на оптовом рынке электроэнергии, а также если электроэнергия продается на розничном рынке электроэнергии при условии, что установленная мощность электростанции составляет не менее 25 МВт.

Если же субъект электроэнергетики не удовлетворяет указанным выше условиям, но технологический режим работы и эксплуатационное состояние его объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств влияют на электроэнергетический режим работы энергетической системы, требуется заключение безвозмездного соглашения с системным оператором. Таким соглашением устанавливаются порядок осуществления технологического взаимодействия системного оператора с соответствующими субъектами электроэнергетики в целях обеспечения надежного функционирования энергетической системы, включая установленные системным оператором технические требования, необходимые для управления

электроэнергетическим режимом работы энергетической системы, и сроки выполнения этих требований (Правила недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, утвержденные постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 №861).

В целом перечисленные требования соответствуют нормам, применяемым в других странах. Однако в России не существует единого стандарта на присоединение объектов распределенной генерации, такого, как, например, в США, а это может вызвать определенные трудности. Более подробно об этом говорится ниже.

ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ

В вертикально интегрированной системе, где решения о месторасположении объектов генерации принимаются центральными планировщиками, выбор месторасположения электростанции, по крайней мере в теории, делается на основании инженерных соображений и с учетом минимизации затрат на само строительство, доставку топлива, рабочую силу, налоги и т.д.

Далеко не последнюю роль при принятии такого решения должны играть и расходы на развитие сетевого хозяйства, необходимого для того, чтобы интегрировать новую электростанцию в систему. Однако это не более чем теория. На практике вертикально интегрированные энергокомпании зачастую выполняют политические заказы властей, и тогда все перечисленные выше соображения отходят на задний план. Примеров тому не счесть.

Либерализация электроэнергетики и сопутствующее ей разделение по видам деятельности отводит централизованному перспективному планированию скорее рекомендательную, нежели определяющую роль. В рыночной системе решение о месторасположении и строительстве нового объекта генерации принимается его собственником.

Если нет какого-либо сигнала, указывающего на благотворное или негативное влияние выбранного места на затраты, которые в результате этого выбора понесут остальные субъекты отрасли, собственник построит электростанцию там, где складывается минимальная сумма

затрат на само строительство, доставку топлива, рабочую силу, налоги и т.д.

Из сказанного выше напрашивается вывод, что та роль, которая в вертикально интегрированной системе в теории отводится центральному планировщику, должна выполняться чем-то другим, а именно, неким набором экономических сигналов, которые бы указывали будущему собственнику электростанции, как ее расположение повлияет на расходы остальных субъектов отрасли. В России такими сигналами являются высокие тарифы и непредсказуемость законодательства. Назвать их положительными – язык не поворачивается.

Несмотря на переход к рыночным структурам в электроэнергетике, в России во многом сохраняется традиция централизованного перспективного планирования развития системы. В особенности это относится к генерирующим компаниям, которым сверху задаются расположение, установленная мощность и технология производства будущих электростанций. Помимо исторической приверженности к централизованному планированию существует и ряд объективных факторов, диктующих его необходимость. Среди них необходимо отметить огромную территорию и большой разброс между уровнями экономического развития регионов.

Правительство формально поддерживает развитие распределенной генерации (Энергетическая стратегия России на период до 2030 года и Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года с перспективой до 2030 года). Сооружение мини-ТЭЦ предусматривается и в Стратегиях развития некоторых регионов. Однако в этих программных документах малая и средняя распределенная генерация предусмотрена только после 2026 года.

Причина отсрочки, по-видимому, в том, что весьма оптимистичные прогнозы роста энергопотребления, заложенные в них, и предпочтение к использованию механизмов, стимулирующих строительство мощностей энергетическими компаниями, таких, как Договоры на поставку мощности (ДПМ), приводят к возникновению избыточных резервов, сохраняющихся на протяжении ряда лет. Действие ДПМ рассчитано на десять лет, после чего наверно придется прибегать к чему-то другому.

Организации, занятые централизованным планированием, не в состоянии получить информацию о планах промышленников по строительству собственных мощностей и соответственно вынуждены пренебрегать этим фактором, а неопределенность тарифной политики и постоянно меняющееся законодательство и есть основные факторы, толкающие промышленников в направлении распределенной генерации.

ОТНОШЕНИЕ СЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ

Распределенная генерация на территории промышленных объектов, как указывалось ранее, оказывает сдерживающее влияние на рост инвестиционных расходов сетевых компаний. При РАБ регулировании страдает их выручка и прибыль, поэтому неизбежны препятствия. Здесь следует отметить два фактора.

Первый - это предложение, к счастью не получившие пока подтверждения в законодательстве, по оплате сетевых услуг на основе присоединенной мощности потребителя, то есть суммарной мощности его энергопотребляющего оборудования, вне зависимости от того, имеются ли у него собственные генерирующие мощности, возможно полностью перекрывающие потребности в электроэнергии из сети.

Второе препятствие, пожалуй менее драматичное, но более изощренное - это необходимость выполнять технические условия для присоединения к сети, выдвигаемые сетевыми компаниями. Здесь требования по установке устройств релейной защиты и автоматики, противоаварийного управления, а иногда и усиления других, непосредственно не присоединенных элементов сети, полностью в компетенции сетевой компании и структур Системного оператора, которые должны эти технические условия согласовывать.

Суммарно эти требования могут означать очень существенные капиталовложения, которые в состоянии убить экономическую целесообразность объекта распределенной генерации или, по крайней мере, существенно ее уменьшить. Если раньше конечным арбитром в этих вопросах выступал Ростехнадзор, то сейчас это полно-

стью в компетенции только сетевой компании. Споры о необходимости того или иного элемента, требуемого в технических условиях, могут затягиваться на годы.

ГЕНЕРИРУЮЩИЕ КОМПАНИИ

Распределенная генерация в руках владельца промышленного предприятия также снижает объем продаж электроэнергии и мощности генерирующими компаниями, владеющими региональными электростанциями. Отсюда выпадающие доходы. Формально у генерирующих компаний нет рычагов воздействия на планы по строительству распределенной генерации, что совершенно не означает их удовлетворенности этим.

СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР

Отношение Системного оператора к строительству объектов распределенной генерации двойственное. С одной стороны, число объектов, которыми следует управлять или хотя бы наблюдать, множится, а это добавляет хлопот и затрат на персонал, программные средства и т.п. С другой стороны, распределенная генерация положительно влияет на надежность энергоснабжения, что приветствуется.

Известны случаи, когда планы собственника по строительству электростанции на крупном предприятии были с энтузиазмом встречены руководством Системного оператора, так как это бы разгружало участок сети, несущий максимальную нагрузку в регионе, где строительство дополнительных линий не планировалось.

По последним выступлениям представителей Системного оператора складывается картина, что больших возражений с этой стороны нет. Системный оператор только требует сведений о плановом производстве малых (до 5 мегаватт) объектов и плановом потреблении там, где они установлены.

Необходимость сведений о производстве здесь, правда, кажется излишним. Там, где установлен ряд объектов малой генерации общей мощностью 25 мегаватт и выше,

Системный оператор рекомендует учредить функцию так называемого агрегатора, который представлял бы данные о глобальном производстве и потреблении. Это пока только рекомендация, которая впоследствии может превратиться в требование.

Очевидно, речь здесь идет о прототипах микросетей, которые могут работать и в автономном режиме, и которые неизбежно будут появляться и в России. Здесь можно понять необходимость сведений о предполагаемом потреблении энергии микросетью из макросети, но потребность Системного оператора в сведениях о внутреннем производстве внутри микросети оставляет нас в недоумении.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ,
СОПРЯЖЕННЫЕ С
РАСПРОСТРАНЕНИЕМ
РАСПРЕДЕЛЕННОЙ
ГЕНЕРАЦИИ

Выше мы перечислили многие положительные для энергосистемы эффекты, связанные с распределенной генерацией. Однако есть и отрицательные моменты. Распределенная генерация - это зачастую новое оборудование, импортированное из-за рубежа, с новыми динамическими характеристиками и возможностями управления. Неоднозначно и влияние распределенной генерации на качество электроэнергии по уровням напряжений, а также на генерацию высших гармоник в системе.

Подключение источников распределенной генерации к распределительной сети увеличивает токи короткого замыкания, что может потребовать замены коммутационных аппаратов, изменения настроек защит и др. Появление распределенной генерации усложняет оперативно-диспетчерское управление, а также систему релейной защиты и автоматики, противоаварийного управления. Многие из этих функций переходят к распределительным сетям, где может не быть персонала, способного с этим справиться.

ЭКОНОМИКА РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Как указывалось выше, выгоду от строительства объекта распределенной генерации в первую очередь получает ее владелец. Рассмотрим пример расчета экономических последствий строительства собственной электростанции для гипотетического газоперерабатывающего предприятия, которое производит сухой отбензиненный газ (СОГ). Продукция предприятия поставляется ОАО «Газпром».

Предприятие может использовать часть производимого СОГ в качестве топлива для своей электростанции. При этом поставки СОГ снизятся. В настоящий момент предприятие получает электроэнергию на напряжении 10 кВ от сетевой подстанции 220/10 кВ, потребляемая электрическая мощность – 100 МВт.

Предприятие намерено построить электростанцию, на которой будет установлено четыре ГТУ, мощностью 27,5 МВт каждая. Оценка надежности энергоснабжения предприятия основывается на вероятности одновременного нахождения одной ГТУ в плановом ремонте и аварийного останова еще одной ГТУ.

На основе этой оценки при вводе в эксплуатацию всех четырех ГТУ для бесперебойной работы предприятия минимальное потребление мощности из сети должно составлять 27,5 МВт. Таким образом, предприятие будет декларировать заявленную мощность, по которой следует платить за содержание электрических сетей, в 27,5 МВт.

Предприятие намерено вложить в строительство электростанции 30% собственных и 70% заемных средств. Строительство должно начаться в 2012 году и завершиться в 2015 году.

Для иллюстрации расчета экономической целесообразности строительства и эксплуатации электростанции используем гипотетические, но приближенные к реальности цифры:

- Потребляемая мощность – **100 МВт**
- Потребляемая электроэнергия – **70000 МВт.ч/мес.**

- Минимальная необходимая мощность аварийного питания предприятия – **82,5 МВт**
- Регулируемый котловой тариф на услуги по передаче электрической энергии в данном регионе для данного уровня напряжения:
 - ▶ Ставка на содержание сетей – **883 521 руб./МВт**
 - ▶ Ставка на оплату технологического расхода потерь – **132 руб./МВт.ч**
- Инфраструктурные платежи – **2,388 руб./МВт.ч**
- Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика – **64,52 руб./МВт.ч**
- Средневзвешенная одноставочная цена оптового рынка электроэнергии (мощности) – **1 123 руб./МВт.ч**
- Предприятие отпускает СОГ для ОАО «Газпром» по цене – **1800 руб./1000 м³**
- Удельный расход СОГ² на электростанции – **360 м³ на 1 МВт.ч**
- Стоимость оборудования и строительства электростанции – **3,85 млрд. руб**
- Процент по займу сроком на 10 лет – **10% в год**
- Долгосрочный темп роста цен на электроэнергию и мощность – **7% в год**
- Долгосрочный темп роста цен на газ – **10% в год**
- Коэффициент дисконтирования (равный WACC для предприятия) – **12,5% в год.**

Расчет экономической выгоды от строительства электростанции ведется по величине разницы между NPV при на-

² Соответствует фактическому удельному расходу 414 г у.т./кВт.ч электроэнергии согласно данным Минэнерго России для ГТУ

личии электростанции и без нее. В расчете учитываются только статьи доходов и затрат, имеющие непосредственное отношение к рассматриваемому вопросу, а именно доход от продажи объема СОГ, потребного для производства электроэнергии в объеме потребления предприятия, и затраты на электроснабжение.

При отсутствии электростанции доходы предприятия представляют собой выручку от продажи СОГ, необходимого для работы электростанции, которую обозначим « V_1 ». Потребление электростанции 252 000 000 м³ СОГ в год. При продажной цене 1800 руб./1000 м³ $V_1 = 453,6$ млн. руб. Затраты - это плата за энергоснабжение, которая состоит из платы за электроэнергию и мощность, включающую в себя оплату потерь, сбытовую надбавку и инфраструктурные платежи (« \mathcal{E}_1 »), а также плату за содержание электрических сетей (« C_1 »). Сальдо денежных потоков предприятия « D_1 » в этом случае равно:

$$D_1 = V_1 - \mathcal{E}_1 - C_1$$

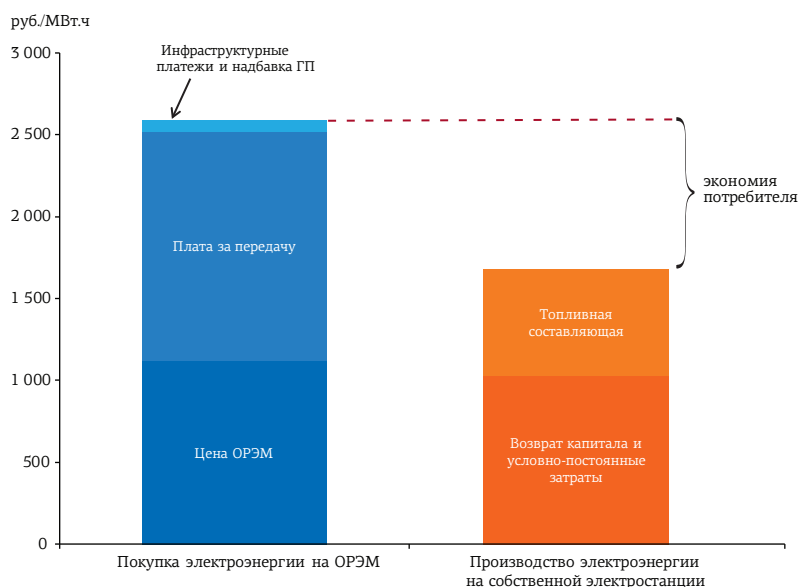
В затраты, связанные с электростанцией войдут следующие компоненты:

- Возврат вложенного капитала и возврат на капитал с учетом амортизации оборудования и налога на прибыль, которые по терминологии Методики НП «Совет рынка» вместе носят название «разрешенных платежей за мощность» (« M »).
- Величина капитальных затрат для расчета определяется на основе нормативных значений удельных капитальных расходов в соответствии с ПП РФ № 238 с учетом равномерного распределения инвестиционных затрат по годам (предполагается, что срок строительства газовых станций равен 4 годам).
- Условно-постоянные затраты владельца электростанции («УПЗ»), в соответствии с ПП РФ №238 равные в 2010 году 80 000 руб./МВт в мес. для объекта газовой генерации (повышаются в соответствии с индексом инфляции).

- Затраты на производство электроэнергии, практически равные себестоимости СОГ для предприятия («Э₂»). Для оценки затрат на производство электроэнергии (в отсутствии точных данных по теплотворной способности СОГ и КПД генерирующего оборудования) примем средний расход газа на производство 1 кВт.ч электрической энергии на ГТУ за 0,36 м³ или 360 м³ на 1 МВт.ч. Это значение соответствует средним фактическим данным по расходу топлива на ГТУ, приводимым Минэнерго России. Себестоимость СОГ принимается равной цене продажи газа ОАО «Газпром» как альтернативного способа использования газа. Таким образом, себестоимость СОГ на производство 1 МВт.ч = $360/1000 \times 1800$ руб. = 648 руб.

Сопоставление затрат предприятия на приобретение электроэнергии (без строительства электростанции) и затрат на выработку электроэнергии после ввода электростанции в эксплуатацию приведено на рисунке 2.

Рисунок 2. Затраты на электроэнергию: покупка на рынке и доставка потребителю vs собственное производство



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО.

Кроме этого, учтем сниженную плату за содержание электрических сетей в результате снижения до 27,5 МВт заявленной мощности при наличии электростанции («С₂»). Тогда сальдо денежных потоков для предприятия будет равно:

$$D_2 = B_2 - (M + \text{УПЗ} + \text{Э}_2 + C_2)$$

Разница между денежными потоками предприятия при отсутствии электростанции и при ее наличии равна:

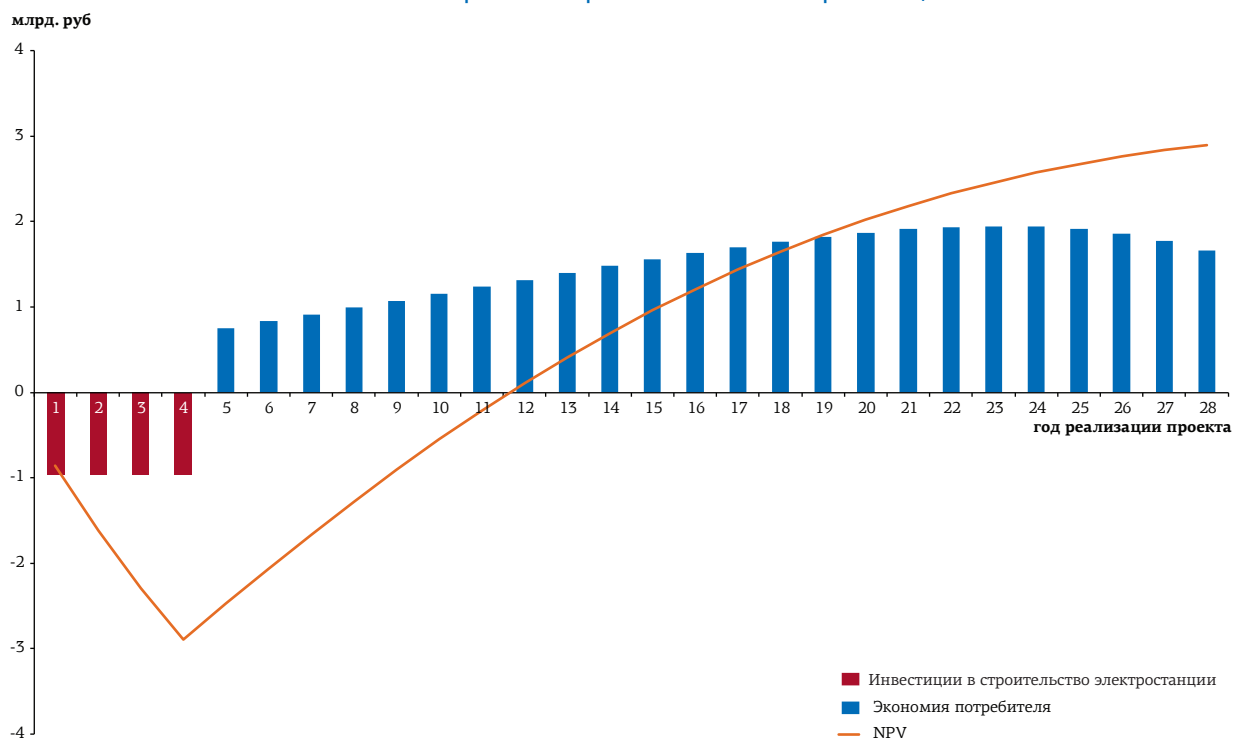
$$D_2 - D_1 = B_2 - (M + \text{УПЗ} + \text{Э}_2 + C_2) - B_1 - \text{Э}_1 - C_1$$

Расчет этой разницы и нахождение суммы ее дисконтированных по годам величин дает ответ на вопрос об экономической целесообразности для этого предприятия строительства запланированной электростанции.

Для данного конкретного случая расчет показывает, что NPV становится положительным после семи лет со дня ввода электростанции в эксплуатацию, а внутренняя норма доходности (IRR) проекта на протяжении срока эксплуатации электростанции составляет 21%.

После выплаты кредитов в 2024 предприятие владеет электростанцией, расходы на которую, кроме налогов и амортизации, только операционные. График денежных потоков и NPV проекта на протяжении срока эксплуатации электростанции приведен на рисунке 3.

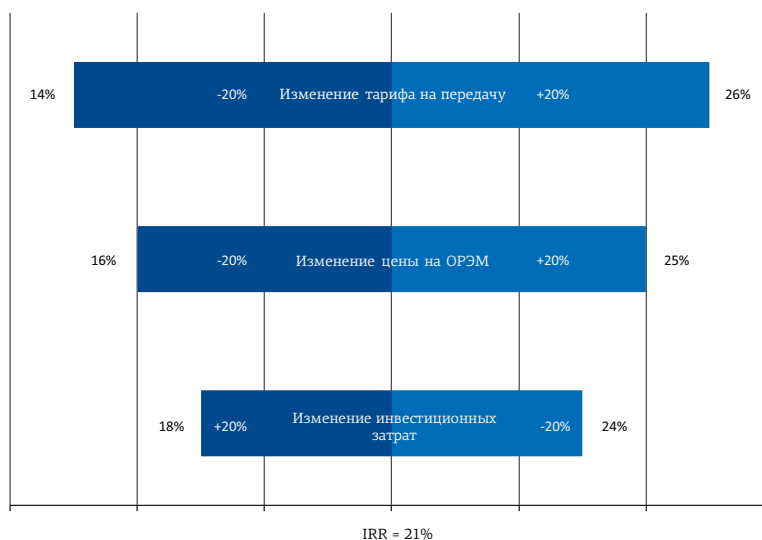
Рисунок 3. Денежные потоки и NPV проекта строительства электростанции



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО.

В таком расчете одним из основных факторов является прогноз цен на топливо. Проблема неизбежных ошибок такого прогноза нивелируется ввиду того, что в первом приближении рыночные цены на электроэнергию будут зависеть от цен на топливо в той же степени, что и стоимость производства электроэнергии на собственной электростанции.

Дополнительным аспектом расчета, доказывающего целесообразность инвестиций в собственную распределенную генерацию, является вопрос выбора наиболее оптимального оборудования, что будет диктоваться в первую очередь планируемыми режимами его работы.

Рисунок 4. Изменение IRR проекта при изменении основных параметров

Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО.

Для энергосистемы в целом эффект более долгосрочный. Ценность распределенной генерации для энергосистемы в простейшем приближении равна маржинальной стоимости мощности в системе с добавкой распределенной генерации и без нее, за вычетом платы за мощность, которую владелец объекта распределенной генерации должен получить за мощность своей установки. К этому следует добавить экономию, возникающую за счет возможности отдалить новое сетевое строительство, снижение потерь в сетях, снижение перетоков реактивной мощности, увеличение надежности и т.п.

Очевидно, что такой расчет глобальной ценности распределенной генерации требует комплексного подхода. На сегодняшний день единой методологии или инструмента для ее анализа нет. Проблема усугубляется тем, что умение производить такого рода комплексный анализ в России во многом утеряно.

В России собственник объекта распределенной генерации получает плату за мощность только в том случае, если он продает ее третьим лицам - гарантирующему поставщику, либо через оптовый или розничный рынок. Однако большинство объектов распределенной генерации строится почти полностью для собственного пользования.

Существует ряд академических исследований, проведенных в 2008 Институтом Энергетических Исследований РАН, где в деталях рассмотрены различные технологии распределенной генерации и их конкурентоспособность в условиях России. ИНЭИ выявлены также регионы страны, где распределенная генерация могла бы найти наиболее широкое применение, оценен потенциал ее установленной мощности в каждом из этих регионов и рассмотрены различные категории конечных потребителей, для которых установка распределенной генерации была бы экономически целесообразной.

Эти работы представляют собой ценность с методологической точки зрения, но их результаты требуют переоценки в связи с теми изменениями, которые произошли за последние четыре года, в первую очередь - резкий рост сетевых тарифов. Последнее может существенно изменить выводы о конкурентоспособности распределенной генерации для конечных потребителей, но тут мы упираемся в сопутствующую проблему перекрестного субсидирования, которое в существенной степени скрыто в сетевых тарифах. Эта проблема выходит за рамки чистого экономического анализа и относится к сфере государственной политики.

Упомянутые работы не затрагивают вопрос об экономических последствиях распространения распределенной генерации для энергосистемы в целом. Для решения такой задачи требуется возродить школу перспективного планирования развития энергосистем, которая существовала в СССР, но на новом уровне.

Только в этой среде возможно подойти к оценке эффекта распределенной генерации не для ее конкретного владельца, а для энергетики в целом, что позволит разработать государственную политику, способствующую гармоничному развитию, в котором централизованная и распределенная генерации сосуществуют для достижения наибольшей эффективности энергоснабжения всех потребителей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Уход многих потребителей от исключительно централизованного энергоснабжения – общемировая тенденция, хотим мы этого или нет. Причин для этого достаточно много. Многие из них перечислены в тексте. К ним следует добавить и некоторые философские аспекты, в первую очередь потерю доверия к государству в целом и к энергокомпаниям в частности.

Сюда также относится и повышенная настороженность по отношению к экологическим последствиям эксплуатации больших энергосистем и желание обособиться от них, по возможности за счет источников «чистой» энергии. Противостоять этой тенденции бессмысленно. Разумнее принять ее к сведению и попытаться найти оптимальное соотношение между централизованным производством электрической и тепловой энергии и локальными их источниками, скорее всего средними и малыми.

Энергосистема будущего должна будет сочетать крупные электростанции, без которых проблематично электроснабжение крупных потребителей и обеспечение роста электропотребления, и распределенную генерацию. Распредустройства крупных электростанций позволяют повышать напряжение с генераторного до напряжений магистральной сети, по которой идет транспорт электроэнергии до крупных центров потребления.

Установки распределенной генерации, в том числе на ВИЭ, работают через распределительные сети. Третий уровень составят мини- и микро-установки (мини- и микро-ГЭС, ветрогенераторы, солнечные электростанции, топливные элементы и т.п.), которые подключаются на низком напряжении и устанавливаются у небольших потребителей, например, в отдельных домах или на малых предприятиях, в том числе сельскохозяйственных. К счастью, современные средства управления и связи это позволяют.

Народная мудрость гласит:

«Достаточное количество муравьев может сдвинуть гору»

Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер и являются исключительно частным суждением авторов документа и не могут рассматриваться как предложение или рекомендация к совершению каких-либо действий.

ООО «СКОЛКОВО Менеджмент» и его работники не несут ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО.

Энергетический центр
Московской школы управления СКОЛКОВО

Григорий ВЫГОН

Директор Энергетического центра
Кандидат экономических наук
energy@skolkovo.ru

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Татьяна МИТРОВА

Руководитель направления
Кандидат экономических наук
Tatiana_Mitrova@skolkovo.ru

Мария БЕЛОВА

Старший аналитик
Кандидат экономических наук
Maria_Belova@skolkovo.ru

СТРАТЕГИЯ И РАЗВИТИЕ БИЗНЕСА

Антон РУБЦОВ

Руководитель направления
Anton_Rubtsov@skolkovo.ru

Сергей ЕЖОВ

Главный экономист
Доктор экономических наук
Sergey_Ezhov@skolkovo.ru

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Джек НЮШЛОСС

Руководитель направления
Neushloss_Jacob@skolkovo.ru

Игорь РЯПИН

Старший аналитик
Igor_Ryapin@skolkovo.ru

<http://energy.skolkovo.ru>
тел.: +7 495 580 30 03
факс: +7 495 994 46 68

143025, Россия, Московская
область, Одинцовский район,
Сколково, ул. Новая, 100

Энергетический центр был открыт в Московской школе управления СКОЛКОВО в 2011 году. Миссией центра является создание профессиональной площадки для обсуждения вопросов, важных для всего топливно-энергетического комплекса России и для формирования сбалансированной государственной политики в этой сфере.

Основные направления деятельности: организация профессионального диалога между представителями бизнеса и власти для выработки единой позиции в сфере ТЭК, отраслевой консалтинг, проведение исследований и анализ актуальных проблем российской и мировой энергетики.

Эксперты центра обладают высокой квалификацией и репутацией, имеют значительный опыт работы в нефтегазовых компаниях, консалтинге, органах государственной власти.

Московская школа управления СКОЛКОВО — совместный проект представителей российского и международного бизнеса, объединивших усилия для создания с нуля бизнес-школы нового поколения. Делясь практическими знаниями, школа призвана воспитывать лидеров, рассчитывающих применять свои профессиональные знания в условиях быстрорастущих рынков. СКОЛКОВО отличают: лидерство и предпринимательство, фокус на быстроразвивающиеся рынки, инновационный подход к методам обучения.

Проект Московской школы управления СКОЛКОВО реализуется по принципу частно-государственного партнерства в рамках приоритетного национального проекта «Образование». Проект финансируется исключительно на средства частных инвесторов и не использует средства государственного бюджета. Председателем Международного Попечительского совета СКОЛКОВО является Председатель Правительства Российской Федерации Дмитрий Анатольевич Медведев.

Энергетический центр
Московской школы управления СКОЛКОВО

<http://energy.skolkovo.ru>

energy@skolkovo.ru
тел.: +7 495 580 30 03
факс: +7 495 994 46 68

143025, Россия, Московская область,
Одинцовский район, Сколково, ул. Новая, 100

