

Возможности использования газопоршневых агрегатов при развитии ЕЭС России

Обсуждаются риски замещения выбывающих в 2020-2035 гг генерирующих мощностей путем ввода крупных ПГУ и замены турбин ТЭС

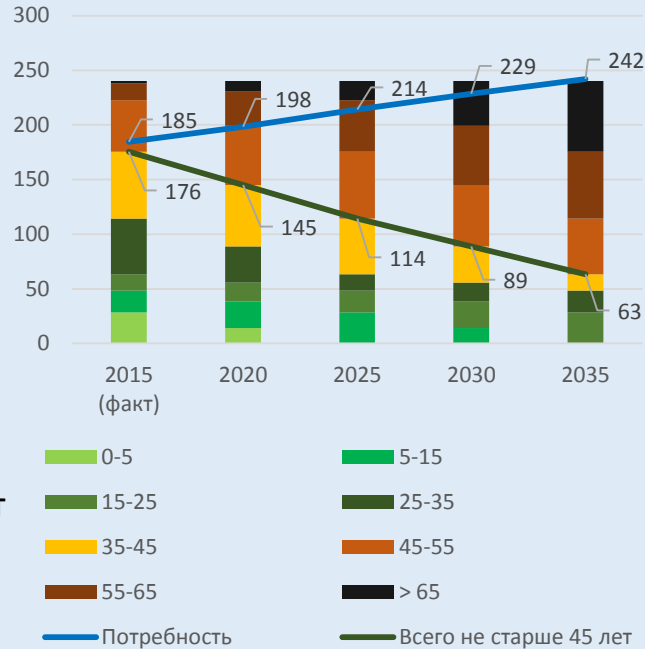
предлагается рассмотреть вариант замещения через внедрение ГПА

Андрей Винников, and.vinnikov@gmail.com

Контекст: генерация

- После 2020 г будут массово исчерпывать ресурс электростанции, введенные в 1970-х годах
- В 2025-2035 гг для поддержания возраста ген. оборудования не более 45 лет потребуется вводить ежегодно около 10 ГВт мощностей
- Сегодня экспертное сообщество, Минэнерго, генераторы обсуждают два основных варианта обновления парка ген. оборудования:
 - Замена старых паровых турбин такими же новыми паровыми турбинами
 - Замена старых паровых турбин новыми ПГУ
- Срок эксплуатации как паровых турбин, так и ПГУ составляет не менее 40 лет, таким образом имеющиеся предложения «консервируют» сегодняшний для России и вчерашний для мира технологический уровень генерации в горизонте до 2060-2070 года

Возрастная структура существующих электростанций и спрос на мощность (ГВт), согласно Генсхеме до 2035 г

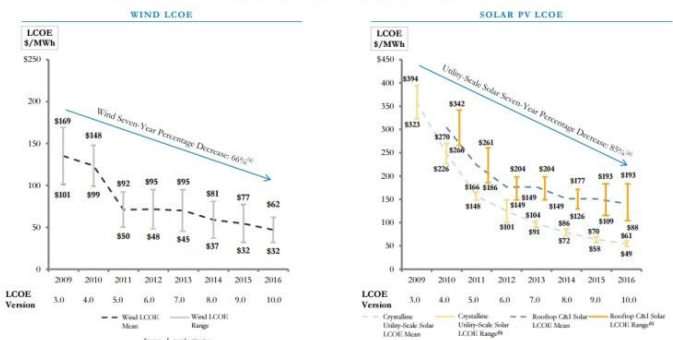


- Вместе с тем, сегодня в энергетике происходит поворот в сторону ВИЭ и накопителей, которые быстро дешевеют
- При этом основным драйвером массового ввода ВИЭ в Европе, США и Китае остаются не экономические, а регуляторные причины, связанные с глобальным потеплением и/или загрязнением окружающей среды
- Дальнейшее удешевление ВИЭ или ужесточение экологических требований в РФ приведет к падению спроса на э/э традиционных электростанций и может привести к невозврату до 60 млрд долл инвестиций в ген. объекты

60 млрд долл = 10 ГВт * 10 лет * 1000 долл/кВт * (45 лет план выработки – 15 лет факт выработки)/45 лет план выработки

Unsubsidized Levelized Cost of Energy—Wind/Solar PV (Historical)

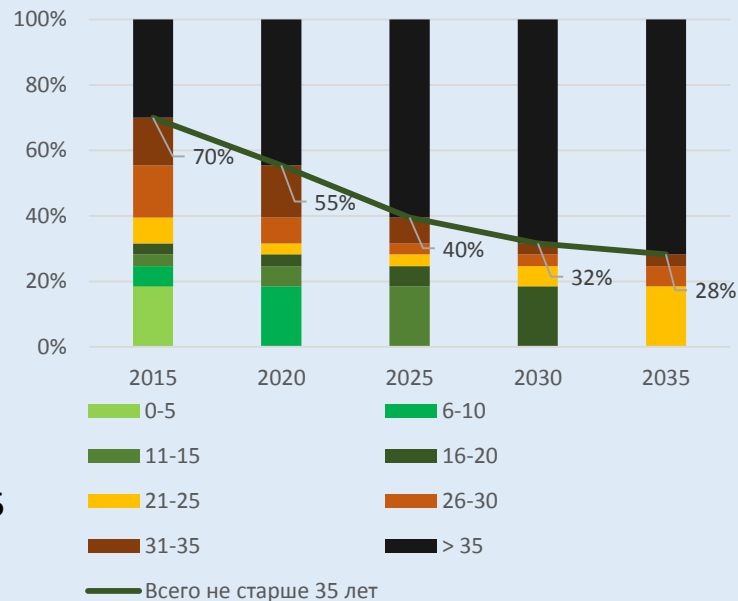
Over the last seven years, wind and solar PV have become increasingly cost-competitive with conventional generation technologies, on an unsubsidized basis, in light of material declines in the pricing of system components (e.g., panels, inverters, racking, turbines, etc.), and dramatic improvements in efficiency, among other factors



Контекст: сети

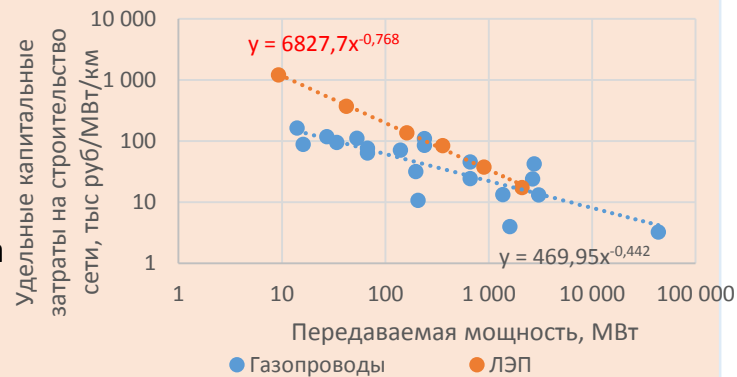
- Нормативный срок службы для большинства сетевого оборудования составляет 35 лет
- Для поддержания сетевого комплекса в сегодняшнем состоянии (30% оборудования старше 35 лет), в период с 2020 по 2035 гг потребуется заменить 42% сетевого оборудования (обновление 14% за 5 лет), а для вывода всего оборудования старше 35 лет – заменить 72% сетевого оборудования (обновление 24% за 5 лет)
- Таким образом, объемы инвестиционной программы Россетей будут оставаться на уровне не ниже 2010-2015 гг (обновление 18% за 5 лет), поэтому тариф сетей продолжит оставаться высоким (около 1,5 руб/кВтч для потребителя на СН2). При этом общий объем инвестиций в сети в 2020-2035 гг составит около 3 трлн руб (на уровне 2016 г, около 200 млрд руб/год без НДС)

Возрастная структура сетевого оборудования Россетей



- ЕЭС РФ создавалась в условиях угольной энергетики, когда транспорт э/э был как правило дешевле транспорта угля
- Сегодня в России, в отличие от большинства стран, электроэнергия вырабатывается в основном из газа, поэтому уместно поставить вопрос о газовой сети как альтернативе электросети в транспорте энергии
- Расчеты показывают, что кап. затраты на газотранспортную сеть в 2-10 раз ниже, чем на электрическую. При этом пропускная способность газовой сети в России уже избыточна
- Резервирование газовой сети достигается локальным резервом дизельного топлива и не требует дублирования

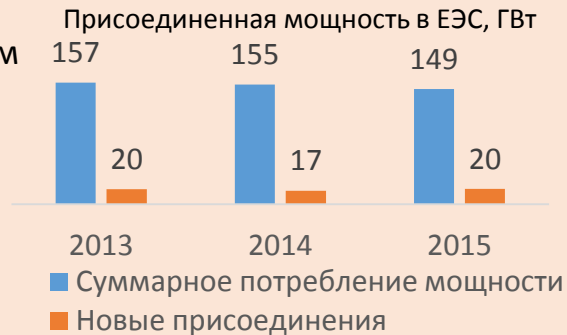
Сравнение кап.затрат на транспорт энергии газовыми сетями (КПД газа 40%) и электрическими



Контекст: потребление

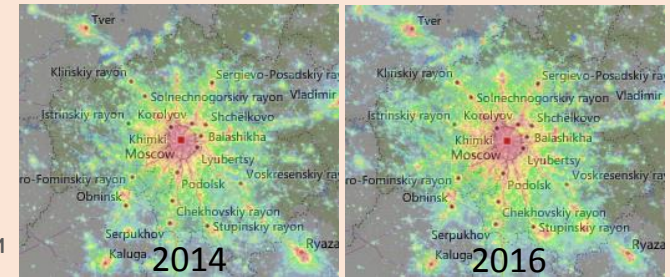
- Начиная с 2008 г, потребление э/э в России стагнирует
- Генсхема предполагает рост потребления на 1% с 2020 до 2035 г
- Генсхема не предполагает изменения ЧЧИ

- Несмотря на стагнацию объемов потребления, объем новых технологических подключений значителен (11-13% ежегодно)

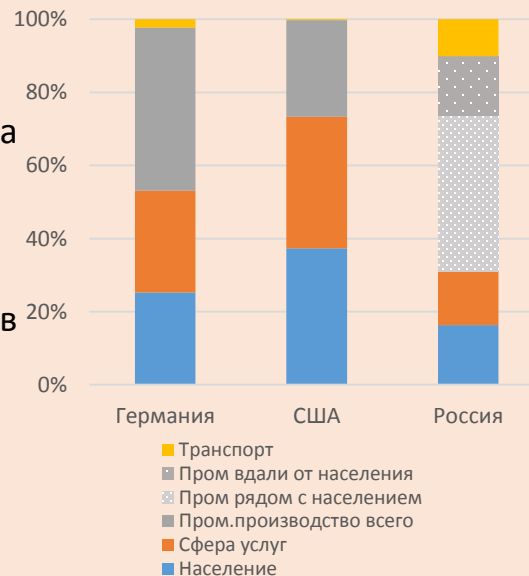


- Центрами новых присоединений являются крупные города

Изменение карт засветки вокруг Москвы



- Сравнивая структуру потребления в России с развитыми странами, можно ожидать опережающего роста потребления населением и сферой услуг в России



- Важно отметить, что пром. производство в России в основном расположено в городах, т.е.

- Компактно
- Совпадает с центрами коммунального потребления тепла

- В России можно ожидать рост потребления э/э для категорий с «пиковым» профилем



- Потребление э/э населением в России растет на 2,5% ежегодно и может догнать уровень Германии в течение 10-20 лет

Контекст: ИТОГО

- В мировой энергетике происходят существенные изменения, связанные с быстрым повышением эффективности ВИЭ, ужесточением экологических требований к генерации, при этом базовые предложения о развития энергетики России (Генсхема, предложения крупных генкомпаний) предполагают ее технологическое замораживание на уровне 70-90х годов XX века на период до 60-70-х годов XXI века
- Затраты на создание и поддержание газовых сетей гораздо ниже, чем электрических. В России, где газ является основой энергобаланса, газовые сети могут заменить электрические. Однако Генсхема и инвестиционные планы электросетевых компаний продолжают развиваться в логике сильносвязанной электрической сети
- В России центрами потребления электроэнергии являются крупные города. Со временем, тенденция группировки потребления э/э вокруг них только усиливается. Эффективна ли в этом случае развитая электрическая сеть между городами, если там почти нет потребления, или пусть лучше каждый город сам себя обеспечивает, а перетоки и сеть будут минимальны?
- В ближайшие годы возможен опережающий рост пикового потребления. Это должно вызвать рост спроса на пиковую генерацию
- **Объем рискованных инвестиций в генерацию в 2020-2035 гг можно оценить в 3 млрд руб (60 млрд долл), в сети – в 3 млрд руб (оценки в ценах 2016 г)**

Альтернативы Генсхеме и ДПМ'

«Безуглеродная энергетика»: цель – снижение выбросов CO₂ с 392 до 14 г/кВтч к 2050 г (РАНХиГС, ВШЭ)

К 2035 г:

- ввод 30 ГВт новых АЭС
- ввод 55 ГВт ВИЭ
- ввод 80 ГВт ПГУ
- оборудование 35 ГВт газовых и угольных мощностей установками захоронения углекислого газа

Инвестиции: около 2000 млрд руб/год (в среднем за 2016-2035 гг, в ценах 2016 г, с НДС), в т.ч.

- Генерация – около 1700 млрд руб/год
- ФСК – не менее 100 млрд руб/год (скорее всего заметно больше, т.к. потребуются проводить линии от мест расположения ВИЭ к центрам потребления э/э)
- МРСК – 100 млрд руб/год

Похоже, пока что слишком дорого

Малая генерация для «большой» энергетики

- Возникающие сегодня требования к новой генерации:
 - Окупаемость за 10 лет (возможно, с учетом оплаты тепла)
 - Не требовать значительных инвестиций в сети: способность работать в масштабах энергосистемы среднего города, не создавая потребности в значительных сетевых связях
 - Не быть крупной
 - Быть маневренной
- Примером технологии, отвечающей этим требованиям, являются газопоршневые агрегаты (ГПА)
- На сегодня, проекты ГПА развиваются в основном в местах, где есть газ, но подключение к сети затруднено (нефтяные и газовые месторождения, отдельные территории с сетевыми ограничениями), т.наз. «медвежьи углы»
- Стереотип «Чем больше-тем эффективнее», сформировавшийся в энергетике в эпоху пара и угля, в совокупности с имеющимися примерами использования, создает ГПА образ решений для «медвежьих углов», который всерьез не рассматривается как часть «большой энергетики»

Газопоршневые агрегаты: положение сегодня

- ГПА – это двигатели внутреннего сгорания, работающие на газе, с электрогенератором
- Обычный ДВС – не лучшее решение для энергетики в связи с малым ресурсом
 - Так, ресурс автомобильного двигателя 300 тыс км соответствует моторресурсу около 6 тыс часов, т.е. порядка года эксплуатации в режиме электростанции
- Однако газовые поршневые двигатели могут иметь намного больший ресурс – до 90 тыс часов
 - Стационарные двигатели могут быть сделаны низкооборотными (500-1000 об/мин), что позволяет значительно снизить нагрузку на трущиеся детали
 - Газ, в отличие от бензина и дизтоплива, не смывает смазку со стенок цилиндра
 - Стационарная установка уменьшает вибрацию и повышает ресурс
 - Работа в составе энергосистемы (даже из нескольких машин) снижает резкие перепады нагрузки
- КПД ГПА составляет 45-48%, что значительно выше, чем у сверхкритических паровых турбин, но ниже ПГУ
- В то время как в режиме теплофикации КПД ПГУ снижается (с 58-59% до 51-52%), КПД ДВС остается неизменным
 - У ПГУ в режиме теплофикации приходится отключать цилиндр низкого давления паровой турбины
 - У ДВС тепло снимается с ГБЦ и от выхлопных газов, что не влияет на работу двигателя
- ГПА имеют широкий (до 80%) диапазон регулирования мощности и быстрое (около 2-х минут) время выхода в рабочий режим из холодного состояния, что делает возможным их использование в изолированных энергосистемах без внешнего резервирования
- Типичная мощность единичного ГПА составляет 1 МВт. В «среднем» городе с населением 200 тыс человек и присоединенной мощностью около 200 МВт, в работе в среднем будет около 200 таких ГПА. При этом выход из строя одного агрегата не приведет к значительным возмущениям в сети. Поэтому качество электроэнергии будет высоким.

Методология оценки эффективности ГПА в «большой» энергетике

- Принимается, что внедрение ГПА в «большой энергетике» не влияет на политику в энергетике в целом, т.е. сохраняет субсидирование Дальнего Востока, ВИЭ, сжигания мусора и т.п.
- Не предполагается, что ГПА способен конкурировать по экономике со «старыми» станциями, в затратах которых нет возврата капитала
- Ввод ГПА может рассматриваться как один из вариантов замещения старых мощностей после выработки ими ресурса, наряду с вводом ПГУ и заменой турбин ТЭС
- Поэтому вопрос эффективности должен ставиться так: что менее затратно для обеспечения энергоснабжения «среднего» конечного потребителя (на СН2):
 - новый ГПА без «больших» сетей (выдают мощность сразу в сеть 10 кВ)
 - новая ПГУ с выдачей мощности в сеть ФСК + сеть от ФСК до 10кВ, со сроком окупаемости 10-15 лет
 - Замена турбины на электростанции 130-240 атм с выдачей мощности в сеть ФСК + сеть от ФСК до 10кВ, со сроком окупаемости 10-15 лет

Схема расчета эффективности

Расчет схематичный, цифры ориентировочные

| Показатель | | ед. изм. | ГПА | ПГУ | Модернизация ТЭЦ | Модернизация КЭС |
|--------------------------------------|---|--------------|-----------|------------|------------------|------------------|
| Удельные капитальные затраты | [1] | долл/кВт | 750 | 1600 | 750 | 750 |
| Удельные капитальные затраты | [2] = [1]*60 | руб/кВт | 45 000 | 96 000 | 45 000 | 45 000 |
| Срок строительства | [3] | | 1 | 3 | 3 | 3 |
| Срок окупаемости | [4] | лет | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Номинальный WACC | [5] | % | 9% | 9% | 9% | 9% |
| Реальный WACC | [6] = [5] – инфляция | % | 5% | 5% | 5% | 5% |
| Аннуитетный платеж | [7] = [2]*(1+[5])^([3]-0,5)*[6]/(1-(1-[6])^([4])) | руб/МВт/год | 4 195 715 | 10 634 515 | 4 984 929 | 4 984 929 |
| КИУМ | [8] | % | 45% | 75% | 50% | 60% |
| Собственные нужды | [9] | % | 5% | 7% | 11% | 5% |
| Отпуск э/э | [10] = 8760*([8] – [9]) | кВтч/МВт/год | 3 504 | 5 957 | 3 416 | 4 818 |
| Удельная тепловая мощность | [11] | Гкал/ч/МВт | 1,10 | 0,50 | 2,00 | 0,00 |
| КИУТ | [12] | % | 20% | 20% | 20% | 0% |
| Отпуск тепла | [13] = 8760*[11]*[12] | Гкал/год/МВт | 1 927 | 876 | 3 504 | 0 |
| Тариф на тепло на коллекторах | [14] | руб/Гкал | 1 000 | 700 | 700 | 0 |
| Выручка по теплу | [15] = [13]*[14] | руб/год/МВт | 1 927 200 | 613 200 | 2 452 800 | 0 |
| Удельные затраты топлива на э/э | [16] | гвт/кВтч | 290 | 230 | 300 | 330 |
| Удельные затраты топлива на тепло | [17] | кгвт/Гкал | 0 | 156 | 156 | 156 |
| Расход топлива на э/э | [18] = [16]*[10] | твт/МВт/год | 1 016 160 | 1 370 064 | 1 024 920 | 1 589 940 |
| Расход топлива на тепло | [19] = [17]*[13] | твт/МВт/год | 0 | 136 656 | 546 624 | 0 |
| Расход топлива всего | [20] = [18] + [19] | твт/МВт/год | 1 016 160 | 1 506 720 | 1 571 544 | 1 589 940 |
| Цена топлива | [21] | руб/твт | 4 187 | 3 987 | 3 987 | 3 987 |
| Топливные затраты | [22] = [20]*[21] | руб/МВт/год | 4 254 366 | 6 007 808 | 6 266 283 | 6 339 634 |
| Удельные эксплуатационные затраты | [23] | руб/МВт/мес | 50 000 | 200 000 | 100 000 | 70 000 |
| Эксплуатационные затраты | [24] = [23]*12 | руб/МВт/год | 600 000 | 2 400 000 | 1 200 000 | 840 000 |
| Всего затраты | [25] = [7] + [22] + [24] | руб/МВт/год | 9 050 081 | 19 042 323 | 12 451 212 | 12 164 563 |
| Всего станционные затраты на э/э | [26] = [25] – [15] | руб/МВт/год | 7 122 881 | 18 429 123 | 9 998 412 | 12 164 563 |
| Тариф на э/э на шинах | [27] = [26]/[10] | руб/кВтч | 2,03 | 3,09 | 2,93 | 2,52 |
| Сетевой тариф для потребителя 10 кВ | [28] | руб/кВтч | 0,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| Конечный тариф для потребителя 10 кВ | [29] = [27] + [28] | руб/кВтч | 2,03 | 4,09 | 3,93 | 3,52 |

- КИУМ для ГПА существенно ниже, чем для «больших» станций, что отражает его работу на «локального» потребителя без использования ЭЭС для перетоков мощности
- Тариф на тепло считается от альтернативной котельной: цена потребителя – магистральные сети – распредел сети. На коллекторах для ГПА тариф на тепло выше, чем для ТЭЦ и ПГУ, поскольку ГПА не требуется магистральная теплосеть
- Тепло ГПА производится без увеличения расхода топлива, утилизируя тепло от охлаждения ГБЦ и тепло выхлопных газов. Отпуск тепла с ТЭЦ и ПГУ увеличивает расход топлива, поскольку снижает расход пара в цилиндр низкого давления и рост давления на выходе цилиндра среднего давления
- Газ для ГПА дороже, чем для крупной станции, поскольку включает затраты газовой распредел сети

ГПА и новые возможности для отечественного машиностроения

- Локализация ГПА выглядит проще локализации ПГУ, поскольку технология производства лопаток газовых турбин для ПГУ очень сложна
- Производством ГПА в мире, в отличие от производства газовых турбин для ПГУ, занимаются многие компании, т.е. можно привлечь зарубежного партнера для локализации ГПА на более выгодных условиях, чем для локализации производства турбин ПГУ
- Газовые турбины для ПГУ не могут применяться для других целей кроме строительства ПГУ, а двигатели ГПА могут быть использованы в судостроении, производстве тепло- и дизельэлектровозов
 - Модернизация отечественной энергетики на базе ГПА может служить площадкой для выхода на международные рынки в части крупных ДВС

Постановка задачи для дальнейшей проработки вопроса

- Детальная оценка затрат ГПА аналогично ДПМ и альтернативной котельной
- В случае вывода об эффективности ГПА - учет их в Генсхеме, взамен значительной части проектов модернизации ТЭЦ и строительства ПГУ, с корректировкой инвестпрограммы сетевых компаний
- Оценка окупаемости инвестиций в отечественное производство ГПА с учетом объема вводов ГПА и возможный план инвестиций в отечественное машиностроение
- Анализ существующей нормативной базы на предмет положений, искусственно ограничивающих распространение малой генерации
- Разработка типовых технических требований по присоединению ГПА к электросетям и работе в синхронном режиме с ЭЭС РФ
- Разработка модели рынка, в которой розничная генерация конкурирует с оптовой (рынок ээ для конечного потребителя с учетом сетевой составляющей)