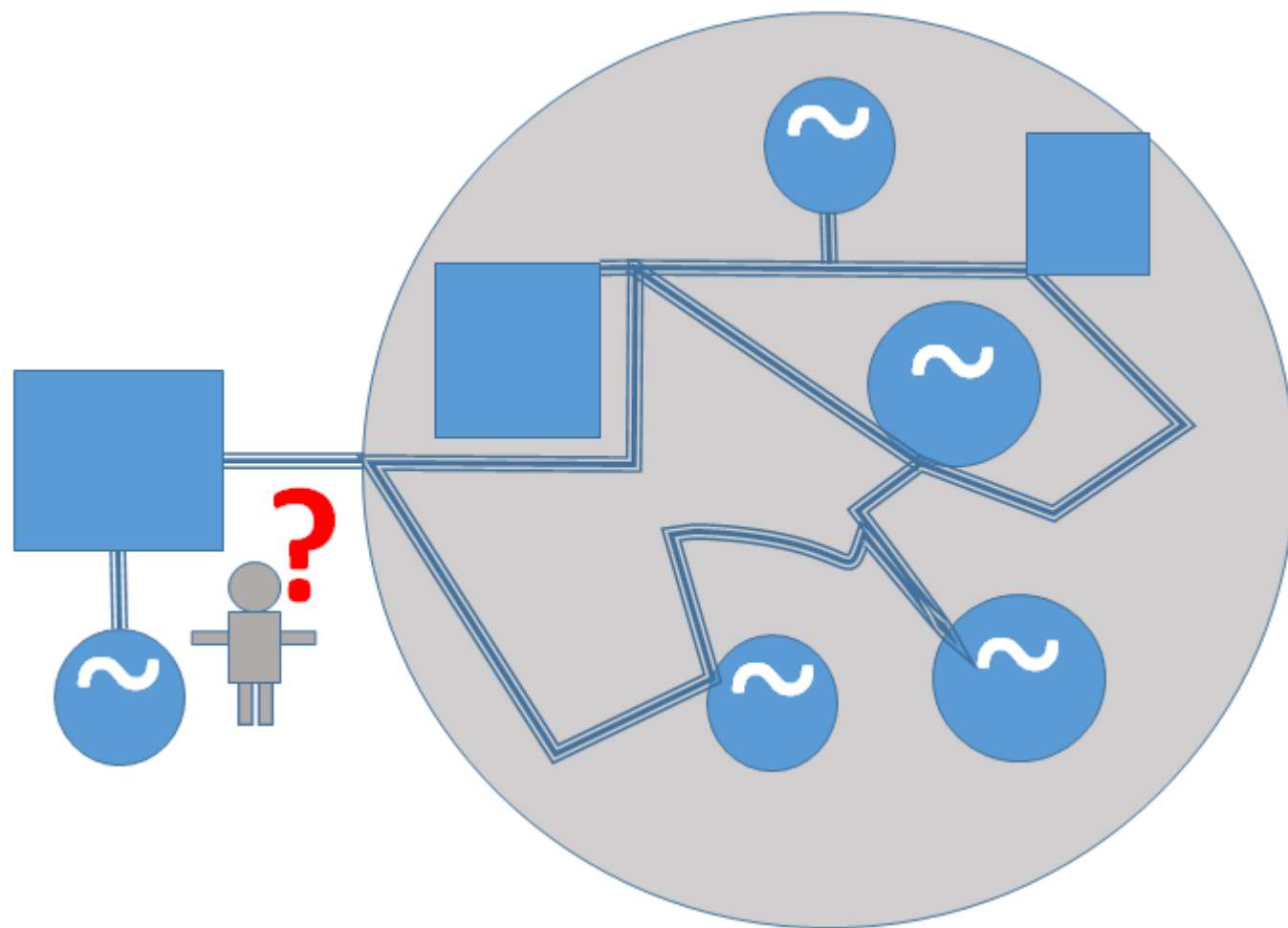


# Материалы для обсуждения с членами Наблюдательного совета Ассоциации «НП совет рынка»



27 ноября 2020 года

# «Карта» системных проблем, ограничений и решений

## Системные проблемы:

- Перекрестное субсидирование и надбавки к цене мощности ОРЭМ



## Возможные решения:

### Минимизация надбавок и перекрестного субсидирования

- Формализация порядка принятия решений о надбавках и контроля их использования
- Введение «блочных» тарифов для населения; отражение объема перекрестного субсидирования в счетах за э/э
- Совершенствование структуры сетевого тарифа
- Направление перекрестного субсидирования на повышение эффективности объектов электроэнергетики
- Бюджетное субсидирование части затрат инвесторов с соответствующим снижением платежей на оптовом рынке
- ...

- Наличие большого объема не зависящих от спроса постоянных затрат



### Повышение эффективности

- **Максимальное использование механизмов конкуренции и рыночного ценообразования**
  - КОМ, ВСВГО, КОММод, ВИЭ-2, ТНО
  - ЕГТП
  - Участие в рынке потребителей, просьюмеров (ЦЗП, агрегаторы, СНЭ, АЭК, ...)
  - Дифференциация цен на РРЭ (цены с учетом топологии сети и загрузки)
  - ...
- **Не оплачивать не востребованные активы**
- **Новые подходы в регулировании монополий**
  - Эталоны, долгосрочные тарифы
  - «Альтернативная генерация»
  - ...
- **Повышение платежной дисциплины**

- Снижение спроса из ЕЭС («бегство потребителей» + общее снижение объемов и платежеспособности)



### Увеличение потребления э/э

- **Привлечение нового ответственного платежеспособного потребления (без перекрестного субсидирования!)**
  - Развитие электротранспорта, ЦОД, электроотопления, водород и т.д.
  - ...

## Ограничения:

### Политика:

- недопущение социально-экономической нестабильности

- необходимость реализации политических проектов

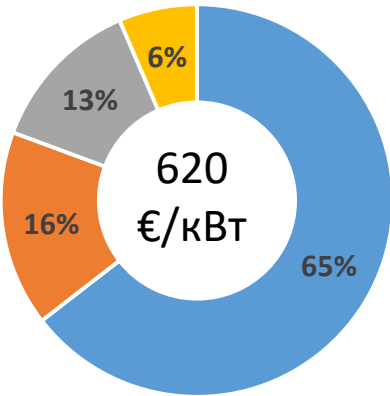
### Рынок:

Потребители получили больше альтернатив – навязывать потребителю решения хуже альтернатив бесперспективно

**Предложения по оптимизации составляющих конечной цены э/э  
для потребителей ЕЭС, основанные на сравнительном методе  
альтернативного энергоцентра**

# Расчет индикативного показателя LCOE РГ. Пример для потребителей на ВН

- Стоимость энергоцентра
- Стоимость ПНР и СМР
- Технологическое присоединение
- Дополнительные расходы



Параметры РГ	Значение
Количество, шт	2
Установленная эл.мощность, кВт	9 521
Располагаемая эл.мощность, кВт	9 235
КПД, %	
электрический	48,2%
Расход топлива, м3/час	
100 % нагрузки	2 150
Расход масла, г/кВтч	0,30
Потребление эл. энергии на собственные нужды, кВт	286

- Технологический состав РГ – газопоршневые агрегаты (ГПА);
- Требования к доходности проектов строительства РГ (IRR) устанавливаются на уровне 14%;
- Прогнозные индексы инфляции по соответствующим статьям финансово-экономической модели принимаются на основании данных Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года;
- Для сравнения используется средняя расчетная стоимость производства электрической энергии на протяжении жизненного цикла – LCOE\*.

$$LCOE = \frac{\sum_t \frac{I_t + O\&M_t}{(1 + r)^t}}{\sum_t \frac{E_t}{(1 + r)^t}}$$

где :

$E_t$  – выработка электроэнергии объектом генерации в году  $t$ ;

$I_t$  – инвестиции для строительства объекта генерации в году  $t$ ;

$O\&M_t$  – суммарные затраты на эксплуатацию объекта генерации, которые включают также топливные затраты и налоговые платежи в году  $t$ ;

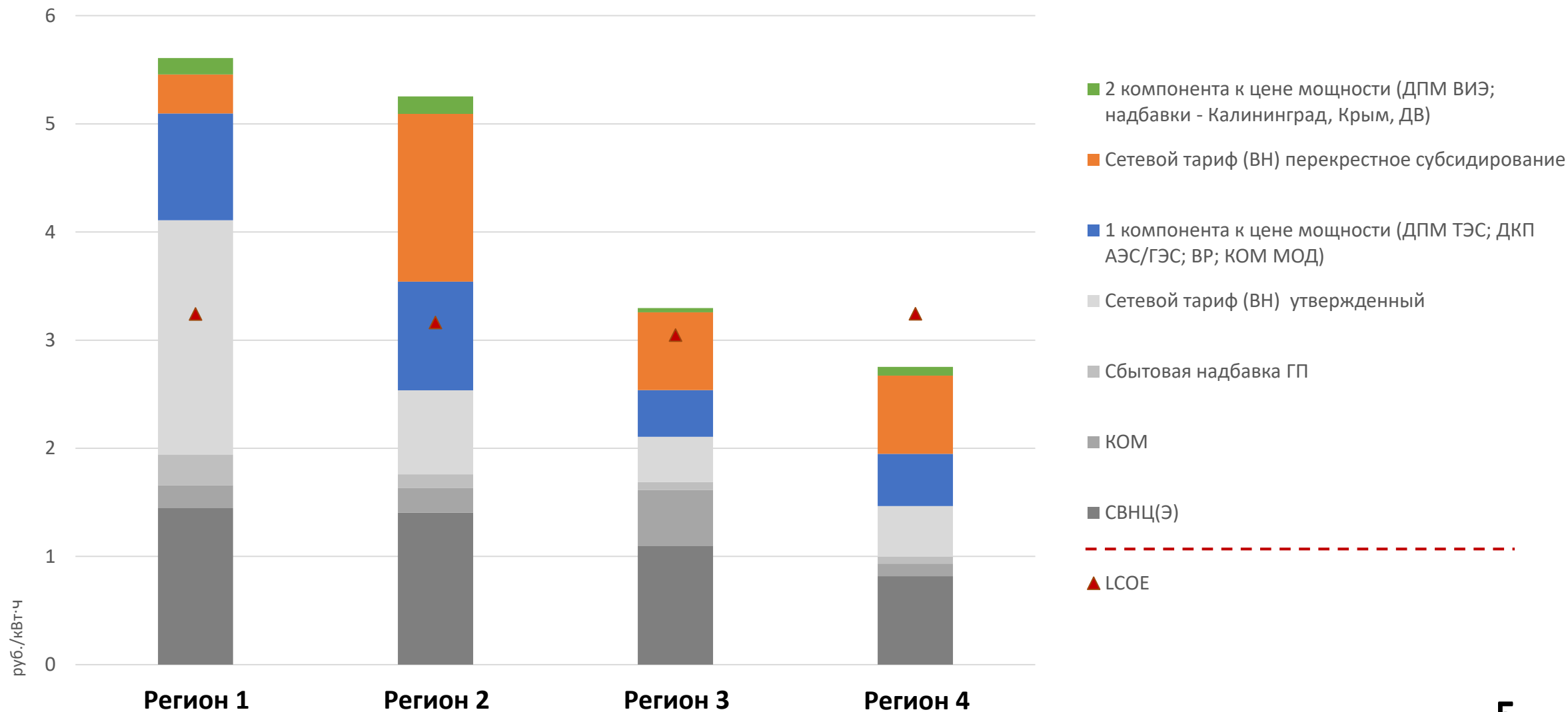
$r$  – ставка дисконтирования (требуемая доходность) для проекта.

Входные параметры	Значение
<u>Природный газ:</u>	
Цена, Р/м3	Оптовая цена в субъекте РФ
Калорийность, Ккал/м3	7 900
Затраты на персонал, Р/год	1 920 000
Средняя зарплата, Р	40 000
Количество человек (окладов)	4
Цена моторного масла, Р/кг	320
Налог на имущество	2,2%
Амортизация, лет	7
Ставка дисконтирования	14%
Курс Р/€	81

<u>Ремонты и ТО:</u>	
ТО 2.000 ЗИП, €	5 602
ТО 2.000 Стоимость работ, €	877
ТО 6.000 ЗИП, €	25 150
ТО 6.000 Стоимость работ, €	994
ТО 10.000 ЗИП, €	18 110
ТО 10.000 Стоимость работ, €	6 432
ТО 20.000 ЗИП, €	143 556
ТО 20.000 Стоимость работ, €	9 765
ТО 30.000 ЗИП, €	455 794
ТО 30.000 Стоимость работ, €	19 063
КР 64000 ЗИП, €	1 070 357
КР 64000 Стоимость работ, €	152 908

\* Параметр LCOE носит индикативный характер, принятие решения потребителями по переходу на РГ зависит от множества факторов, которые необходимо анализировать для каждого случая в отдельности

# Сравнение индикатива LCOE (РГ) с конечной ценой для потребителей э/э



# Возможные действия регулятора



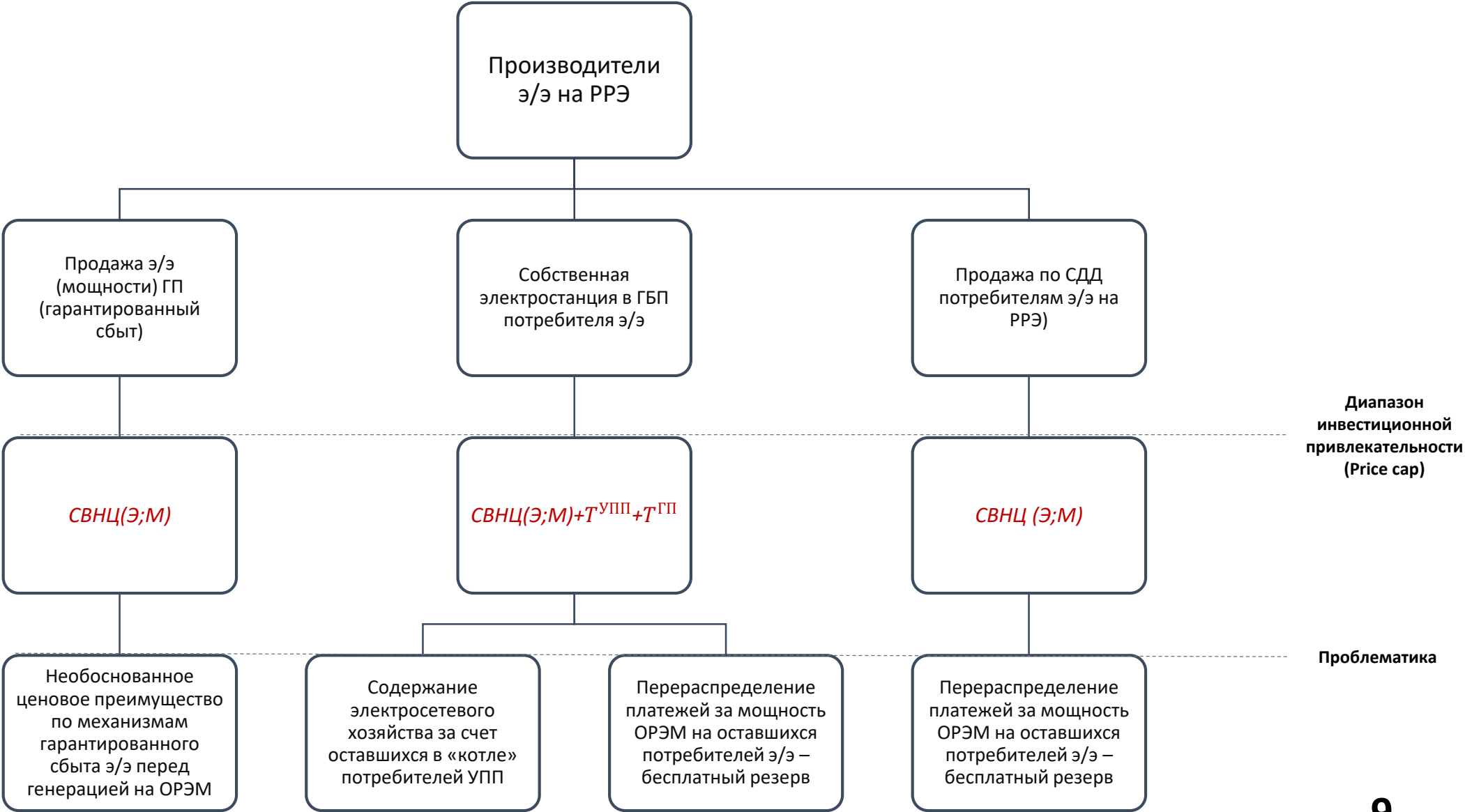
## Предлагаемые действия

1. Утверждение методологии расчета индикативного показателя LCOE РГ для различных групп потребителей, дифференцированных по уровням напряжения;
2. Прогнозирование конечной одноставочной цены на электрическую энергию (мощность) для конечных потребителей по всем субъектам РФ 1 и 2 ЦЗ ОРЭМ на следующий период регулирования;
3. Ежегодная актуализация и опубликование данных по сравнению LCOE и прогнозной конечной цены ЕЭС на сайте НП СР и рассылка материалов в ФОИВЫ;
4. Рекомендации по устранению ситуации в тех субъектах РФ, где наблюдается критическое превышение Ц(ЕЭС) над LCOE РГ

**Предложения по выравниванию экономических стимулов функционирования генерирующих объектов на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности)**



# Текущие ценовые условия функционирования РГ и проблематика



# Предлагаемые изменения

## Продажа э/э (мощности) ГП

Определение цены покупки производимой э/э по цене РСВ (БР) и надбавки ( $\Delta C_{\text{КОМ}}^{\text{ПЧПН}}$ ) к цене э/э

Price cap  
 $C(\text{РСВ}; \text{БР}) + \Delta C_{\text{КОМ}}^{\text{ПЧПН}} *$

Выравнивание экономических условий продажи электрической энергии на оптовом и розничных рынках

**Эффект для рынка**

## Собственная электростанция в ГБП потребителя э/э

Оплата услуги за содержание электрических сетей по максимальной/присоединенной мощности потребителями услуг по передаче э/э

Price cap  
 $\text{СВНЦ}(\text{Э}; \text{М}) + T^{\text{УПП}} ** + T^{\text{ГП}}$

Появление стимулов для владельцев РГ отказываться от неиспользуемых объемов сетевой мощности, также ограничивая возможности резервирования из ЕЭС

**Эффект для рынка**

## Продажа по СДД потребителям э/э на РРЭ

### Вариант 1

Оплата мощности ОРЭМ потребителями э/э, заключившими договор с РГ, у ГП по принципу «take or pay» ( $\max(P^{\text{заявл}}; P^{\text{факт}})$ ). Штраф за превышение заявленной мощности

Price cap  
 $\text{СВНЦ}(\text{Э}; \text{М}) ***$

Ответственное и предсказуемое потребление мощности из ЕЭС при сохранении экономических стимулов для РГ

**Эффект для рынка**

### Вариант 2

Оплата мощности ОРЭМ (все надбавки сверх составляющей КОМ) для потребителей (ЭСК, ГП), заключивших договор с РГ в объеме, указанном в договоре с РГ

Price cap  
 $\text{СВНЦ}(\text{Э}) + C(\text{КОМ})$

Отсутствие возможностей «ухода» от оплаты надбавок к цене мощности ОРЭМ

**Эффект для рынка**

#### Примечание:

\*  $\Delta C_{\text{КОМ}}^{\text{ПЧПН}}$  определяются как средняя выработка э/э за ПЧПН в рабочие дни месяца. Оплачивается по цене КОМ

\*\*  $T^{\text{УПП}}$  при полном отказе от резервирования из ЕЭС ( $P^{\text{макс}} = 0$ )

\*\*\*  $\text{СВНЦ}(\text{М})$  при полном отказе от покупки э/э (мощности) с ОРЭМ ( $P^{\text{заявл}} = 0$ )