

# Крутильные колебания на ГТУ и возможность распада изолированной энергосистемы

- Трунин Е. С.<sup>1</sup>, канд. техн. наук, ООО “Диамех 2000”, Москва
- Тараканов В. М., ООО “Диамех 2000”, Москва
- Бойкин С. П., ООО “Диамех 2000”, Москва
- Смирнов С. И., ООО “Диамех 2000”, Москва
- Генварев Д. С., ПАО “Роснефть”, Москва

Рассматриваются явления низкочастотных (субсинхронных) колебаний на редукторных газотурбинных установках (ГТУ), которые приводят к отключению агрегатов и распаду энергосистемы. Причины имеют комплексный характер и зависят от работы частотно-регулируемых приводов и конструктивных особенностей ГТУ. Приводятся данные испытаний, выполненные ООО “Диамех 2000”. Рассматриваются особенности вибраций на редукторе при наличии резонансных крутильных колебаниях на приводной муфте. Предлагается, в изолированных энергосистемах кроме ГТУ с редуктором применять ГТУ без редуктора, для работы с частотно регулируемым приводом и поддержания баланса между нелинейной и линейной составляющей нагрузки.

**Ключевые слова:** изолированная энергосистема, частотно-регулируемый привод, крутильные колебания, валопровод, собственная частота, высокоскоростной вал редуктора, крутильный резонанс муфты, поперечные колебания вала.

Освоение новых нефтяных месторождений на необжитых площадях может потребовать строительство новой электростанции, создание местных электрических сетей – формирование изолированной энергосистемы. При проектировании подобных энергосистем, в части электростанции, необходимо определять потребную мощность для покрытия пиковых нагрузок с учётом резерва мощностей на период ремонта и непредвиденных ситуаций.

В качестве генерирующих мощностей в рассматриваемой системе выбираются газотурбинные установки (ГТУ). Качественный состав потребителей, их совместимость, вопросы помех в сети и др., что трудно прогнозировать на данной стадии, не рассматривается.

В работе представлен фактический материал по возбуждению крутильных колебаний в изолированной энергосистеме, которые появляются при определённых соотношениях разных потребителей и которые приводят к распаду энергосистемы, останову электростанции, большим экономическим потерям. Дается точка зрения авторов на причины, сопутствующие этим явлениям.

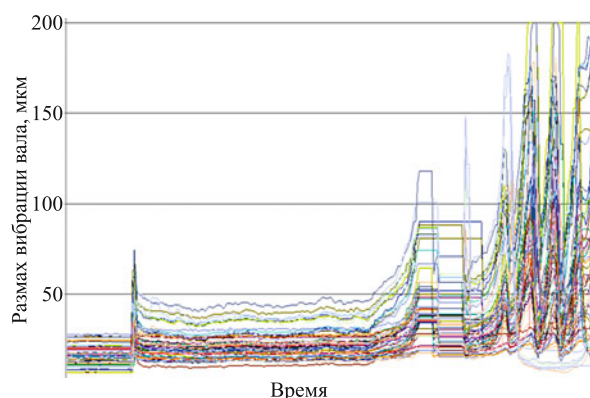
**Краткая характеристика энергосистемы.** Рассматриваемая энергосистема состоит из электростанции с несколькими ГТУ, рабочая частота вращения которых составляет 5100 об/мин (87 Гц). Привод четырёхполюсного генератора с частотой вращения 1500 об/мин (25 Гц) осуществляется через одноступенчатый редуктор. Потребителями электроэнергии являются нефтяные погруженные насосы с частотным регулируемым приво-

дом (ЧРП), перекачивающие насосы и прочие потребители активного типа (освещение и др.).

**Особенности возникновения аварийной вибрации.** Изолированная энергосистема “электростанция – ЛЭП – потребитель” работает в штатном режиме подавляющую часть времени. Эпизодически происходит внезапный рост относительных колебаний высокоскоростных (ВС) валов редукторов. При достижении аварийного уровня вибрации ВС-валов происходит автоматическое отключение агрегатов защитой, останов всей станции и распад энергосистемы (рис. 1).

Исследованиями (зарубежными и отечественными) отмечены два фактора, которые приводят к аварийному останову ГТУ:

1. Генерирование колебаний в энергосети электронной аппаратурой ЧРП (*источник пульсаций*).



**Рис. 1.** График вибрации валов редуктора по всем точкам контроля. Отключение ГТУ (в правой части графика пики следуют через 10 с)

<sup>1</sup> Трунин Евгений Степанович: trunin@diamech.ru

2. Крутильные колебания (КК) валопровода по низкой собственной частоте с узлом на силовой муфте между турбиной и высокоскоростным валом редуктора, которые на редукторе переходили в поперечные колебания (*причина останова*).

Условием, при котором в изолированной системе развиваются КК, как показали предыдущие исследования, является достижение нагрузки ЧРП уровня в 60% общей нагрузки в энергосистеме и более.

С целью проведения детального обследования вибросостояния ГТУ и разработки противоаварийных мероприятий к работе, наряду с другими организациями, была привлечена специализированная организация ООО «Диамех 2000». По заранее разработанной программе проводились испытания на отдельно выделенной ГТУ. Программой предусматривались вариации нагрузок с ЧРП и активной нагрузки, были выполнены опыты, как с набором, так и со сбросом нагрузки.

**Средства измерений и направления исследований.** Для проведения исследований применена аппаратура «АЛМАЗ-7010», разработанная ООО «Диамех 2000», которая подключалась к штатной системе виброконтроля «Bently Nevada-3500». Были установлены дополнительно датчики для измерения относительных колебаний ротора генератора и абсолютной вибрации четырёх подшипников редуктора (штатная система не предусматривала контроль вибрации подшипников редуктора, ограничиваясь контролем параметра виброускорения по корпусу редуктора в середине между осями валов).

По результатам испытаний были получены следующие характеристики по валам редуктора:

спектры вибрации и каскады спектров;

тренды в полосе  $12 \pm 0,5$  Гц, охватывающей крутильную частоту вибрации;

тренды синхронных вибраций 87 Гц (ротор турбины) и 25 Гц (ротор генератора);

тренды суммарной вибрации в полосе до 200 Гц;

перемещения осей валов (статическая составляющая сигнала).

Работа проводилась в следующих направлениях:

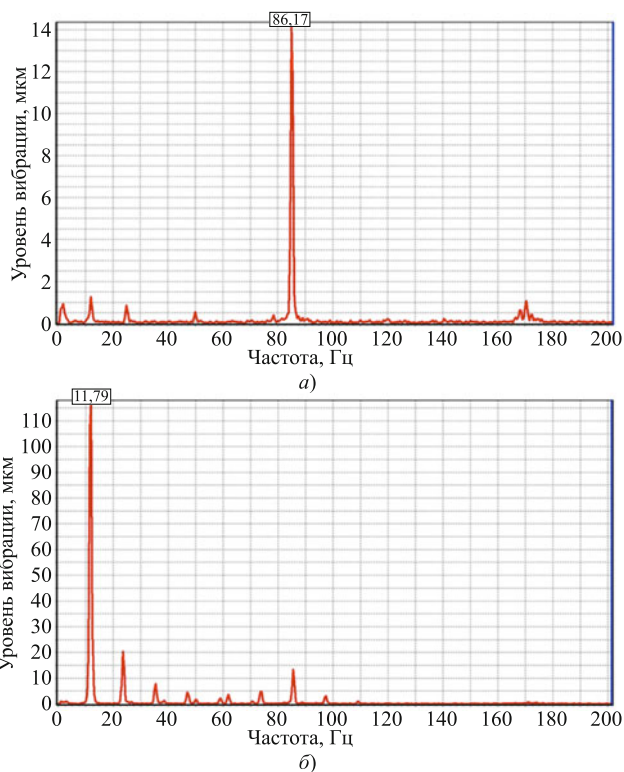
анализ вибрации редуктора ГТУ;

определение соотношения крутильных и изгибных частот;

анализ работы муфты;

анализ влияния системы автоматического регулирования (САР) ГТУ на возбуждение крутильных колебаний.

**Анализ вибрации редуктора.** В опыте при малой доле нагрузки от ЧРП, спектр изгибных колебаний (рис. 2, а) высокоскоростного вала редуктора (канал «301X», сторона муфты привода), имеет основную составляющую оборотной частоты 87 Гц.



**Рис. 2. Спектр вибрации при стабильной нагрузке (а) и при большой доле нелинейной нагрузки в сети (б):**

а –  $P = 24$  МВт,  $Q = 17$  Мвар; б –  $P = 20$  МВт,  $Q = 14$  Мвар

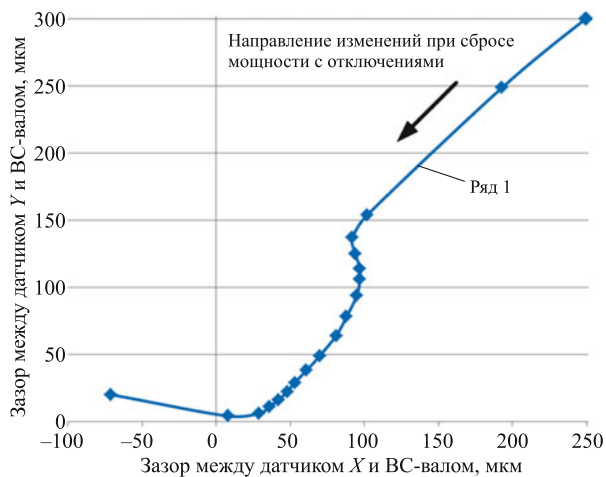
В опыте с большой долей нагрузки от ЧРП, спектр (рис. 2, б) изгибных колебаний резко меняется – доминирует частота в окрестности 11 Гц, уровень колебаний на ВС-валу достигал 200 мкм, агрегат отключается защитой по поперечной вибрации вала. Последняя, как отмечалось ранее, возникла при наличии редуктора, связывающего изгибные и крутильные колебания.

Данное положение подтверждалось другими исследованиями, при которых синхронно с поперечными колебаниями вала регистрировались угловые колебания валопровода на его концах (с узлом в районе приводной муфты).

На рис. 3 показано статико-динамическое перемещение центра ВС-вала редуктора в подшипнике при отключении агрегата по защите от вибрации вала. Тренд получен аппаратурой «АЛМАЗ-7010», которая подключалась к двум штатным датчикам «Bently Nevada-3500». Из рисунка видно поступательное перемещение ВС-вала вниз.

По результатам всех опытов, на рис. 4 представлен тренд перемещения ВС-вала редуктора в зависимости от активной нагрузки агрегата. Из графика рисунка видно, что вал с увеличением нагрузки поднимается.

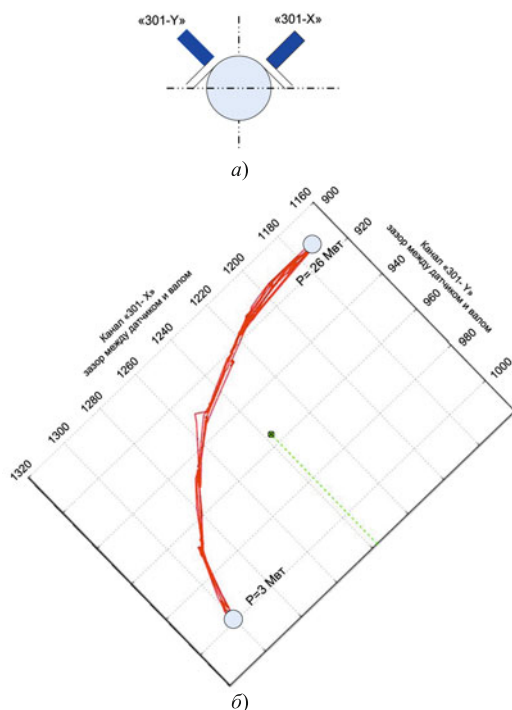
Этот результат измерений подтверждается выполненным расчётом сил в зацеплении (рис. 5). Показано, что при номинальной мощности агрегата тангенциальное усилие составляет 26 тс. Под действием реактивной силы ВС-вал смещается



**Рис. 3. Перемещение высокоскоростного вала ГТУ при аварийном отключении защиты:**

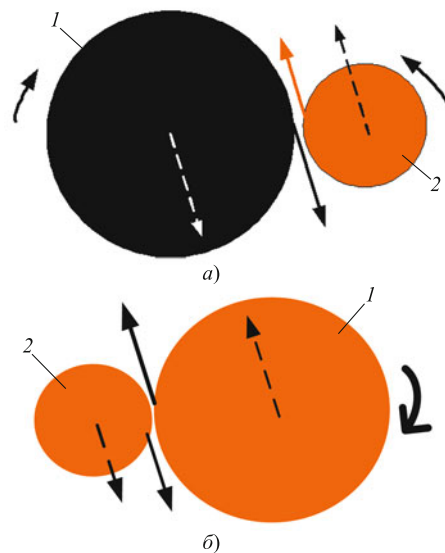
датчики располагаются по углом  $90^\circ$  друг к другу, симметрично вертикали подшипника

вверх. Такое направление реактивной силы связано с компоновкой редуктора относительно вала генератора. На ГТЭС принята компоновка (рис. 5, а), при которой генератор находится слева от турбокомпрессора (если смотреть от турбины на генератор). Под действием реактивной силы, направленной вверх, цапфы ВС-вала редуктора размещаются в верхней части подшипников скольжения. Представляется, что при расположении генератора справа (рис. 5, б) реактивная сила на ВС-валу будет направлена вниз, что, возможно, бу-



**Рис. 4. Перемещение ВС-вала в подшипнике при изменении мощности:**

а – расположение датчиков вибрации вала (см. от турбины на генератор); б – график перемещения



**Рис. 5. Схема зацепления редуктора и направление сил в существующей компоновке (а) и в предлагаемой (б):**

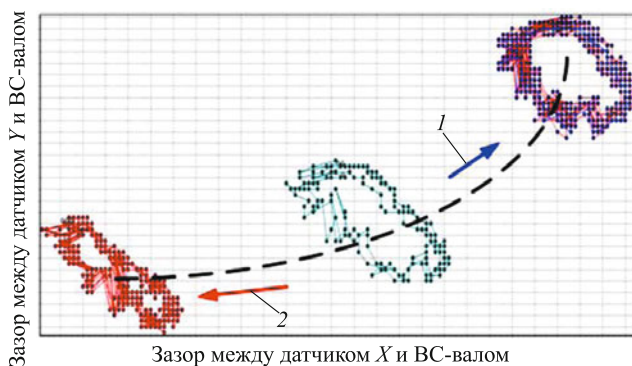
1 – ведомый, низкооборотный вал редуктора,  $n = 1500$  об/мин; 2 – ведущий, высокоскоростной вал редуктора,  $n = 5670$  об/мин

дет способствовать более стабильному положению вала в подшипниках.

Выполненные измерения позволили получить траектории движения (орбиты) цапф ВС-вала редуктора при разных нагрузках (рис. 6). Анализ динамики ВС-вала подтверждает положение о силовом смещении валов при передаче крутящего момента.

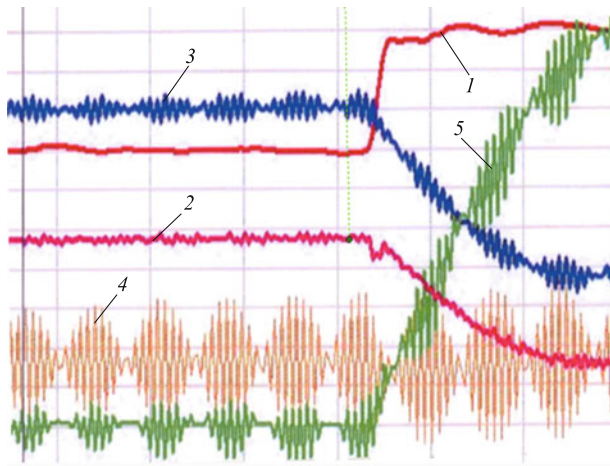
**Особенности проявления крутильных колебаний.** Анализ результатов проведенных испытаний и расчетных данных изготовителей оборудования показал, что значения собственных частот крутильных колебаний валопровода (11,88 Гц) близки к половинным значениям частот изгибных колебаний роторов турбокомпрессора (11,35 Гц) и генератора (10,6 Гц).

При наличии взаимной связи через редуктор крутильных и изгибных колебаний возможно воз-



**Рис. 6. Орбиты ВС-вала при разных нагрузках:**  
1 – сброс мощности; 2 – набор мощности





**Рис. 7. Пульсации на ГТУ:**

1 – мощность; 2 – частота сети генератора; 3 – скорость вращения турбины; 4 – ускорение вращения турбины; 5 – заданное положение регулирующего клапана; при постоянной средней мощности и постоянной средней частоте отмечаются пульсации скорости вращения и задатчика положения регулирующего клапана

никновение условий для возбуждения субгармоник изгибных колебаний валов.

**Пульсации частоты вращения и крутильные колебания валопровода.** В результате специального анализа (рис. 7), в диапазоне большого разрешения по времени – 1 мс, на валу ГТУ зафиксированы пульсации по частоте вращения, равные  $11,47 \pm 0,5$  Гц.

При колебаниях нагрузки турбоагрегата в небольших пределах, которые всегда имеют место в сети, на ГТУ возбуждаются изгибно-крутильные пульсации с частотой  $11,47 \pm 0,5$  Гц, соответствующей собственной частоте КК.

Наличие на ГТУ приводной муфты, которая передаёт крутящий момент и которая определяет собственную частоту (11,88 Гц) крутильных колебаний валопровода, создаёт условия для передачи в энергосистему пульсаций указанной частоты.

Эти пульсации (11,88 Гц), как показал приведённый ранее анализ, всегда имеют место “в малом” (с малой амплитудой). Колебания переходят из “малого” в “большие” (с большой амплитудой) при определённых условиях в энергосистеме (нелинейная нагрузка 60% общей нагрузки и более).

**Анализ работы муфты.** Муфты приводные (рис. 8), установленные на ГТУ, не являются жёсткими и могут быть отнесены к “квазиупругим”, которые имеют нелинейные характеристики по жёсткости. Жёсткость муфты  $C$  определяется как производная от крутящего момента  $M_{кр}$  по углу закручивания  $\varphi$  и является величиной переменной, зависящей от  $\varphi$ ,

$$C = \frac{\partial M_{кр}}{\partial \varphi}.$$



**Рис. 8. Схема муфты:**

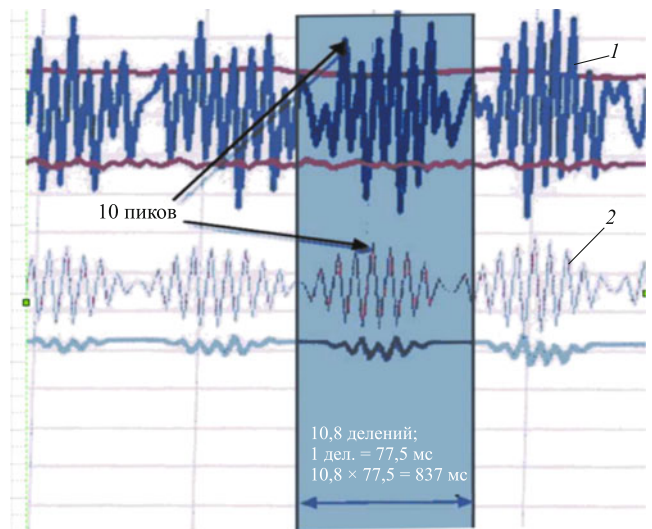
$M_{кр}$  – крутящий момент;  $M_{нагр}$  – момент торможения генератора

Для двух агрегатов  $i$  и  $k$ , на которых разные нагрузки  $P_i > P_k$ , отношения по крутящим моментам будут аналогичными  $M_{кр i} > M_{кр k}$ , соответственно углы закручивания на приводных упругих муфтах будут отличаться  $\varphi_i > \varphi_k$ , жёсткость муфты с большим углом закручивания будет больше  $C_i > C_k$ . Следует ожидать, что и резонанс крутильных колебаний на  $i$ -агрегате будет несколько выше. Внешнее демпфирование, определяемое, в том числе, и усилиями в зацеплении, при прочих равных условиях, будет больше при большем крутящем моменте.

По мнению авторов, отмеченные особенности работы муфты оказывают влияние на условия возникновения интенсивных КК.

Испытания, проведённые с участием специалистов ООО “Диамех 2000”, показали, что при номинальных нагрузках для возбуждения интенсивных КК требуется большая доля потребителей с ЧРП – порядка 60% общей потребляемой нагрузки. При меньшей нагрузке КК возникают при меньшей доле ЧРП.

**Влияние системы автоматического регулирования (САР) ГТУ на возбуждение КК.** В режимах возбуждения интенсивных КК специальными измерениями фиксировались пульсации частоты вращения, которые обрабатывались регулятором скорости САР (рис. 7, 9).



**Рис. 9. Графики пульсации оборотов (1) и пульсации заданного положения регулирующего клапана (2)**

Частота пульсаций, как было показано ранее, составляла  $11,47 \pm 0,5$  Гц.

В рассматриваемой изолированной энергосистеме фактическая зона нечувствительности (мёртвая зона) регулятора скорости вращения турбоагрегатов более жёсткая (13,6 мГц) по сравнению с требованиями стандарта СО – ЦДУ ЕЭС 001-2005 ( $\pm 20$  мГц).

Малая зона нечувствительности вызывает более частое вступление системы регулирования в работу и дополнительные возмущения энергосистемы. Указанные возмущения в виде пульсаций всегда имеют место “в малом”, как было отмечено ранее, и переходят в “большие” КК при доминировании нагрузки ЧРП в энергосистеме.

Целесообразно расширить зону нечувствительности системы регулирования, установив для каждой ГТУ (или пары) разные зоны нечувствительности. Это позволит раздвинуть по времени вступление в работу САР разных агрегатов и сгладить возмущения, смягчить режим нарастания колебаний.

## Выводы

1. В изолированной энергосистеме, при определённых соотношениях между различными потребителями электроэнергии, возникают интенсивные резонансные крутильные колебания валопроводов ГТУ на низкой собственной частоте.

2. Крутильные колебания вызывают поперечные вибрации аварийного уровня высокоскоростных валов редукторов, отключение агрегатов защитой и полный распад энергосистемы.

3. Безредукторные ГТУ, при появлении крутильных колебаний, не могут возбуждать поперечные колебания валопровода и приводить к отключению агрегата защитой по поперечной вибрации. Это следует учитывать при расширении изолированной энергосистемы, имеющей рассмотренные проблемы.

4. Для исключения резонансных крутильных колебаний валопровода на существующих ГТУ с редуктором, необходимо нагрузку с частотно-регулируемым приводом перевести на работу с турбоагрегатами безредукторного типа (внешняя сеть).