



Регулирование напряжения. Нормативно-технические документы. Баланс реактивной мощности и его влияние на уровни напряжения. Способы регулирования напряжения и реактивной мощности. Принципы выбора контрольных пунктов по напряжению в операционной зоне ДЦ. Разработка графиков напряжения в контрольных пунктах

г. Пятигорск, 2015

Момоток Е.С



Регулирование напряжения – намеренное изменение потоков реактивной мощности с целью:

- **Обеспечения технико-экономических требований потребителей;**
- Соответствия уровней напряжения значениям, допустимым для оборудования;
- **Обеспечения необходимого запаса устойчивости;**
- Повышения экономичности работы энергосистемы в части снижения потерь активной мощности.



ГОСТ Р 54149-2010

Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

Точка передачи электрической энергии - точка электрической сети, находящаяся на линии раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или владения на ином предусмотренном федеральными законами основании, определенная в процессе технологического присоединения.

Точка общего присоединения - электрически ближайшая к конкретной нагрузке пользователя сети точка, к которой присоединены нагрузки других пользователей сети.



Медленные изменения напряжения



Положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю.

Допустимые значения положительного и отрицательного отклонений напряжения в точках общего присоединения должны быть установлены сетевой организацией с учетом необходимости выполнения норм настоящего стандарта в точках передачи электрической энергии.

Наибольшие рабочие напряжения

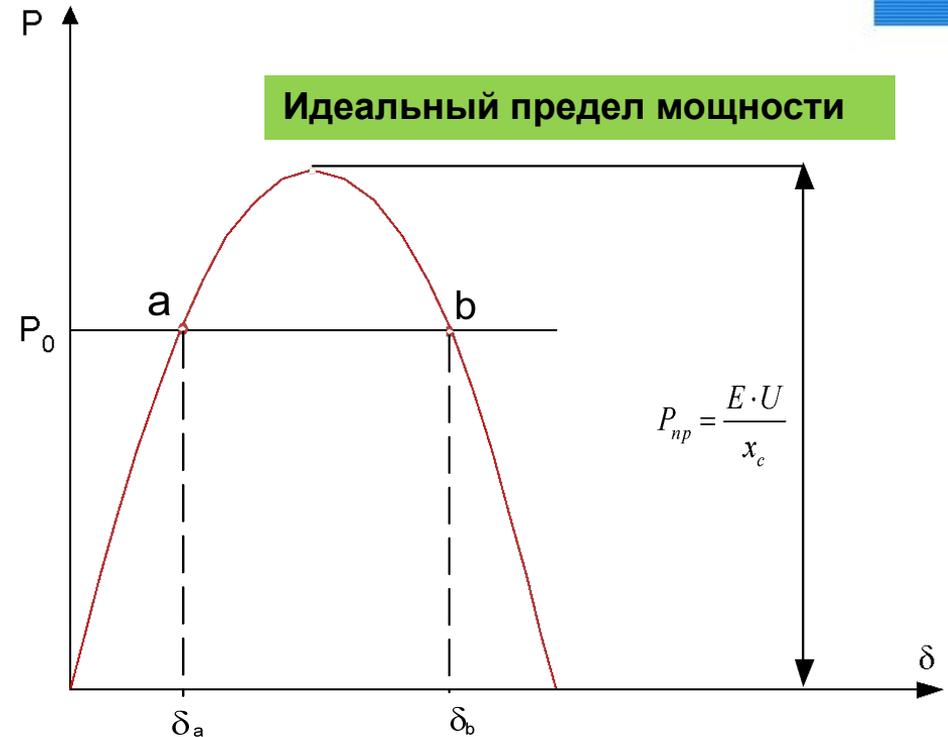
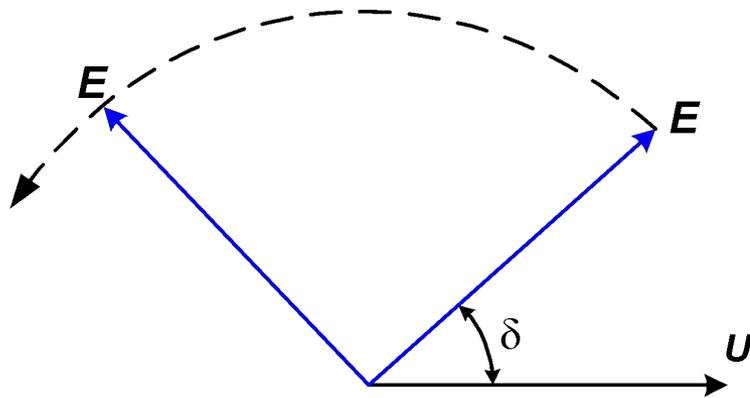
Наибольшие рабочие напряжения являются длительно-допустимыми и определяются условиями работы изоляции электрооборудования

4

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ	Номинальное напряжение электрической сети, кВ	Наибольшее длительно допустимое напряжение в электрической сети, кВ
1	1,1	1,0	1,1
3	3,6	3,0	3,5
		3,15	3,5
6	7,2	3,3	3,6
		6,0	6,9
10	12,0	6,6	7,2
		10,0	11,5
15	17,5	11,0	12,0
		13,8	15,2
		15,0	17,5
20	24,0	15,75	17,5
		18,0	19,8
		20,0	23,0
24	26,5	22,0	24,0
27	30,0	24,0	26,5
35	40,5	27,0	30,0
110	126,0	35,0	40,5
150	172,0	110,0	126,0
220	252,0	150,0	172,0
330	363,0	220,0	252,0
500	525,0	330,0	363,0
750	787,0	500,0	525,0
		750,0	787,0



Обеспечение необходимого запаса устойчивости



Коэффициент запаса по напряжению

$$K_U = \frac{U_0 - U_{кр}}{U_0} 100\%$$

$K_U = 15\%$ - для нормальных режимов.

$K_U = 10\%$ - для послеаварийных режимов.

$$P_{np} = \frac{E \cdot U}{x_c}$$



Реактивная мощность

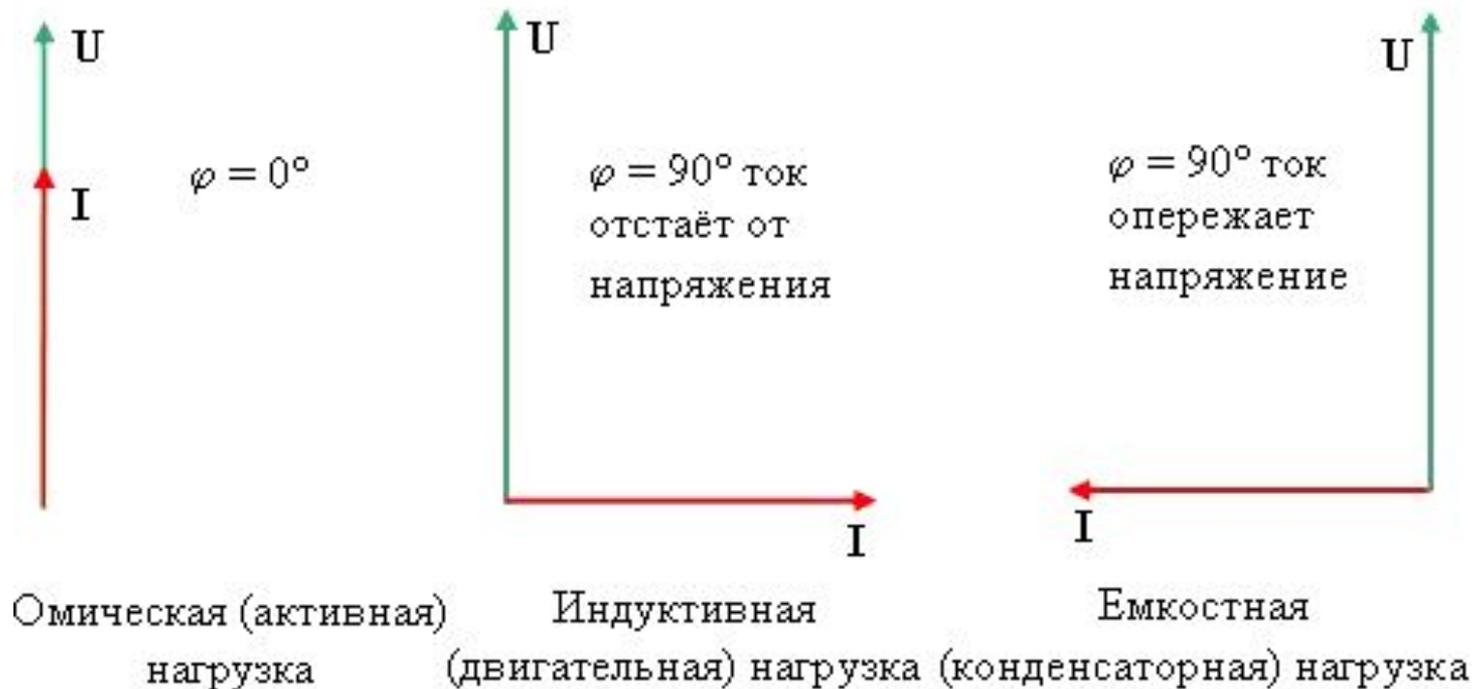
«Реактивная» мощность – это составляющая мощности, потребляемой нагрузкой, которая формирует электромагнитные поля и обеспечивает вращающий момент двигателя.

Эта составляющая имеет место при индуктивном характере нагрузки. Например, при подключении электродвигателей. Практически вся бытовая нагрузка, не говоря о промышленном производстве, в той или иной степени имеет индуктивный характер.

В электрических цепях, когда нагрузка имеет активный (резистивный) характер, протекающий ток синфазен (не опережает и не запаздывает) с напряжением.

Если нагрузка имеет индуктивный характер (двигатели, трансформаторы на холостом ходу), ток отстает от напряжения.

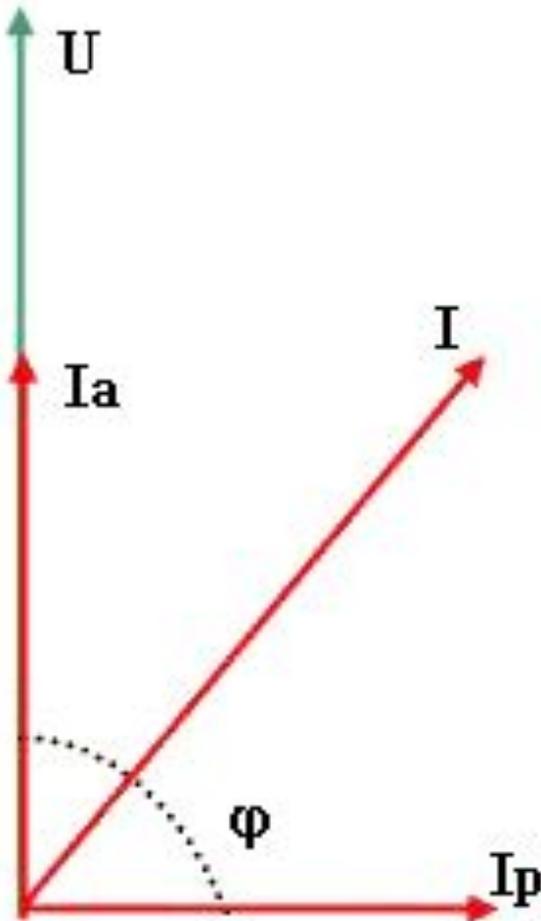
Когда нагрузка имеет емкостной характер (конденсаторы), ток опережает напряжение.





Реактивная мощность

Основные потребители реактивной мощности – асинхронные двигатели, трансформаторы, вентильные преобразователи, индукционные печи.



Виды электроприемников	Активная нагрузка %	Реактивная нагрузка %
Асинхронные электродвигатели	30	33
Синхронные электродвигатели	23	0
Электropечные установки и преобразователи	30	18
Бытовые, с/х и др	12	7
Потери в сетях	5	42





Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением

В отличие от баланса активной мощности, баланс реактивной мощности может быть местным и при его нарушении (увеличении или снижении), изменение напряжения также может быть местным.

$$\sum Q_{\text{ген.}} = \sum Q_{\text{наг.}} - \sum Q_{\text{зарВЛ}} + \sum Q_{\text{ку}} - \sum \Delta Q = \sum Q_{\text{потр.}}$$

где: $\sum Q_{\text{ген.}}$ - суммарная генерация реактивной мощности станциями контролируемого района,

$\sum Q_{\text{зарВЛ}}$ - зарядная мощность линий электропередачи,

$\sum Q_{\text{ку}}$ - суммарная мощность устройств компенсации Q,

$\sum \Delta Q$ - суммарная мощность потерь Q,

$\sum Q_{\text{потр.}}$ - суммарная мощность потребления Q.

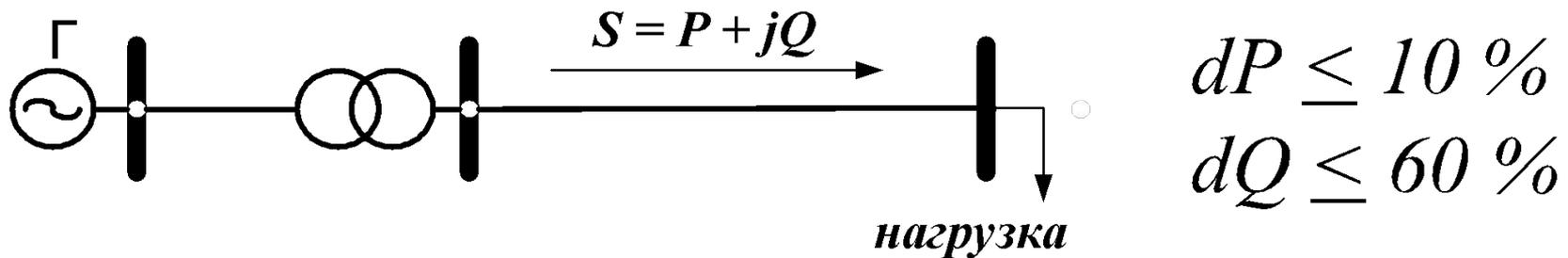
Это уравнение баланса реактивной мощностей.

Баланс реактивной мощности по всей системе в целом определяет некоторые уровни напряжения. Напряжения в узловых точках сети электроэнергетической системы в той или иной степени отличаются от среднего уровня, причем это отличие определяется конфигурацией сети, нагрузкой и другими факторами, от которых зависит падение напряжения. Баланс реактивной мощности для всей системы в целом не может исчерпывающе определить требования, предъявляемые к мощности источников реактивной мощности. Надо оценивать возможность получения необходимой реактивной мощности как по системе, так и по отдельным ее районам.

При изменении частоты меняется объем потребляемой реактивной мощности (снижение частоты на 1% вызывает возрастание потребления реактивной мощности в среднем на 1-1,5%).



Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением



Если передача активной мощности по сети вызывает потери до 10%, то потери реактивной мощности достигают 60%, отсюда следует, что наличие в системе достаточного количества реактивной мощности еще не означает, что возможна ее передача к месту потребления.

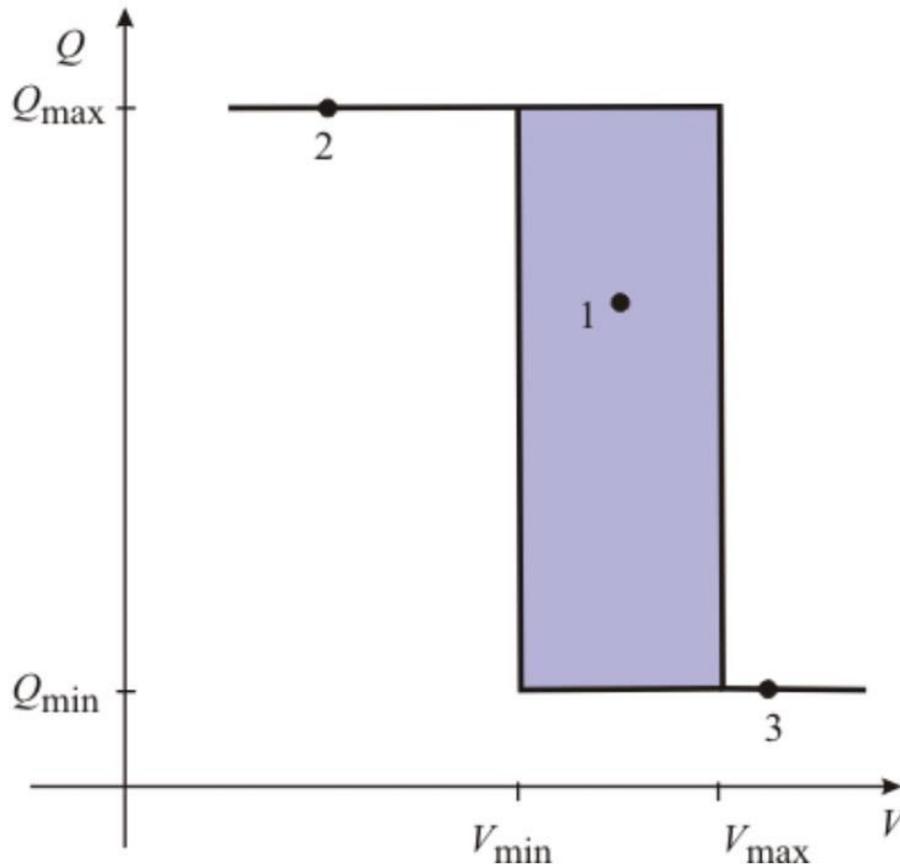
Это вызвано тем, что активные сопротивления элементов сети сравнительно невелики, индуктивные сопротивления воздушных линий определяются расстоянием между фазами и следовательно зависят от класса напряжения. В целом индуктивные сопротивления питающей сети энергосистем на порядок выше активных (с учетом индуктивных сопротивлений трансформаторов), поэтому передача по ним реактивной мощности приводит к большим потерям напряжения.



Оптимизация режима по реактивной мощности

10

$$\min F = \sum_{ij}^{N_V} \Delta P_{ij} + K_{\text{ш}} \sum_i^N \delta V_i^2,$$



$$Q_i^{\Gamma, \min} \leq Q_i \leq Q_i^{\Gamma, \max},$$

$$V_i^{\Gamma, \min} \leq V_i \leq V_i^{\Gamma, \max}.$$



Лавина напряжения

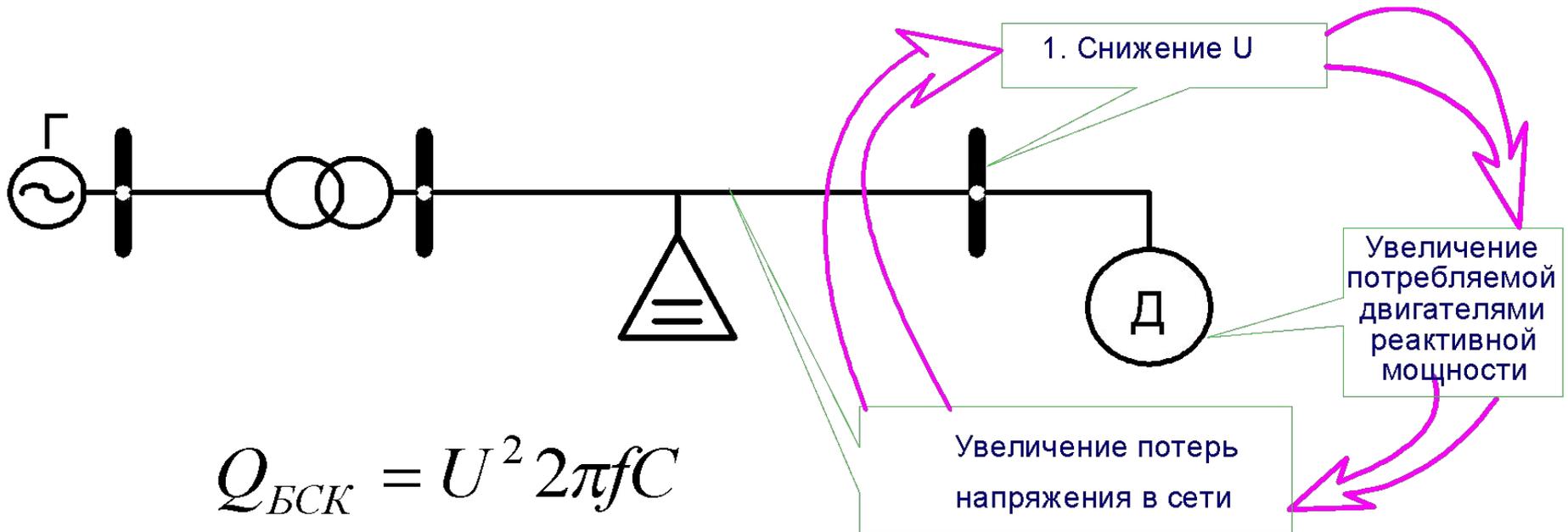
При снижении напряжения ниже критического $U_{кр}$ происходит рост реактивной нагрузки потребителей, что в свою очередь приводит к росту потерь напряжения ΔU и дальнейшему снижению напряжения.

Это явление называется лавиной напряжения.

Лавина напряжения возможна в узлах с преобладанием двигательной нагрузки.

Основной причиной развития лавины напряжения является “опрокидывание” двигателей.

“Опрокидывание” асинхронных двигателей выражается в снижении скорости асинхронных двигателей и увеличении потребляемой ими реактивной мощности, напряжение при этом снижается. При неконтролируемом развитии процесса двигатель остановится, а напряжение снизится еще больше.



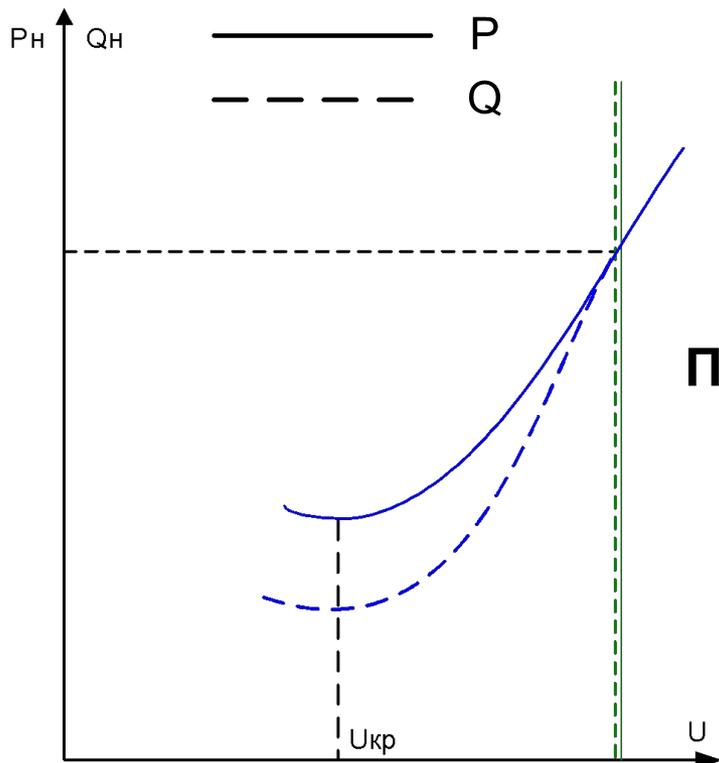


Моделирование нагрузки

В расчетных моделях потребители представляются в виде эквивалентной нагрузки, приводимой к шинам 110 кВ. Если параметры генераторов, трансформаторов, ЛЭП задаются с достаточной степенью точности на основании данных и справочной литературы, то точное определение параметров нагрузки затруднительно.

Если активная составляющая определяется довольно точно, то определить реактивную составляющую при имеющихся средствах измерения, затруднительно.

Эквивалентная нагрузка не является чисто активной, коэффициент реактивной мощности



$tg(\varphi)$ равный отношению $tg(\varphi_H) = \frac{Q_H}{P_H}$

доходит до

$$tg(\varphi_H) = 0.5 \div 0.6$$

При $\cos(\varphi) = \frac{P}{S} = 0.9 \rightarrow tg(\varphi) = 0.484$

Под регулирующим эффектом нагрузки понимают явление, заключающееся в изменениях активной и реактивной мощностей, потребляемых в узлах нагрузки, при изменении напряжения в данном узле.



Моделирование нагрузки

Для учета изменения нагрузки при изменении напряжения, вводятся статические характеристики в виде полиномов:

$$P_H = P_{H0} \times \left(a_0 + a_1 \times \frac{U}{U_{НОМ}} + a_2 \times \frac{U^2}{U_{НОМ}^2} \right) \quad Q_H = Q_{H0} \times \left(b_0 + b_1 \times \frac{U}{U_{НОМ}} + b_2 \times \frac{U^2}{U_{НОМ}^2} \right)$$

где P_{H0} и Q_{H0} - активная и реактивная составляющие при $U = U_{НОМ}$.

a_0, a_1, a_2 - коэффициенты полиномов статических характеристик активной нагрузки по напряжению.

b_0, b_1, b_2 - коэффициенты полиномов статических характеристик реактивной нагрузки по напряжению.

Коэффициенты полиномов зависят от состава нагрузки, загрузки двигателей и трансформаторов, мощности ИРМ. Наиболее точно коэффициенты полиномов определяются экспериментальным путем, в котором, изменяя U , определяют зависимости $P(U)$ и $Q(U)$ и аппроксимируют их соответствующими полиномами. По результатам довольно большого количества экспериментов были определены обобщенные характеристики.



В общем виде комплексная нагрузка состоит:

- 1.** Коммунально-бытовые потребители (внутреннее и наружное освещение, бытовые приборы, электродвигатели небольшой мощности)
- 2.** Промышленные предприятия, электрифицированный транспорт, водопровод, канализация
- 3.** Прилегающие сельскохозяйственные районы.

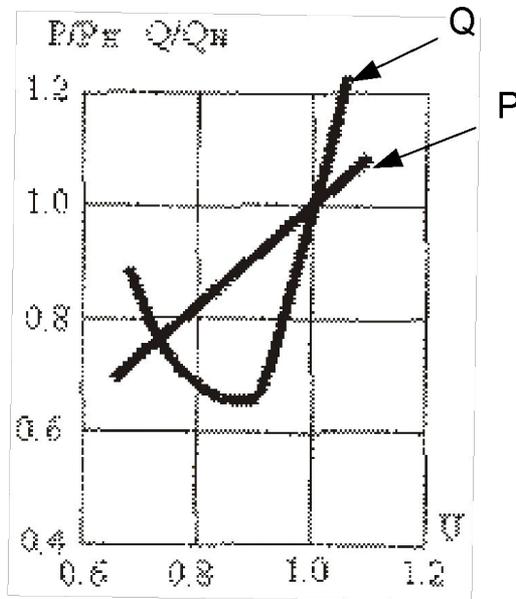


Рисунок 1

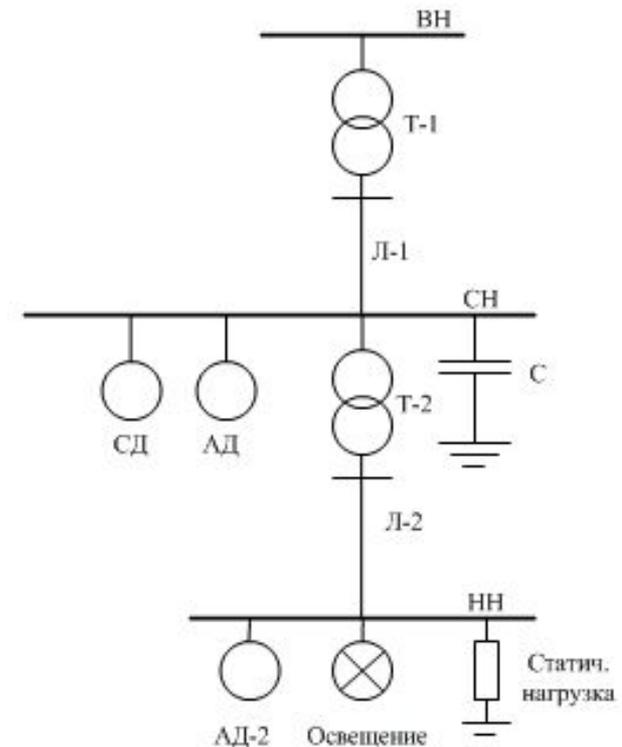


Рисунок 2



Способы регулирования напряжения

15

1. Основной способ - перераспределение потоков реактивной мощности путем загрузки (разгрузки) генераторов, синхронных компенсаторов в пределах регулировочного диапазона и допустимых токовых нагрузок ротора и статора

Напряжение в электрических сетях энергосистем поддерживается непрерывно и выполняется автоматически генераторами электрических станций с помощью быстродействующего автоматического регулятора возбуждения (АРВ). АРВ – первичный регулятор U , имеет статизм.

К АРВ генератора подводят сигналы по напряжению и токам.

\uparrow возбуждения - $\uparrow U$ \downarrow возбуждения - $\downarrow U$

Устройства группового регулирования напряжения обеспечивают автоматическое распределение реактивной мощности между генераторами станции и поддерживают напряжение на шинах электростанции согласно заданному режиму работы. К управляющим устройствам регулирования напряжения на станции относятся блоки ограничения перегрузки ротора и ограничения минимального возбуждения (ОМВ), которые связаны с условиями нагрева стали статора и ротора генератора и статической устойчивостью. ОМВ определяет нижнюю границу тока возбуждения генератора и располагаемой реактивной мощности генератора в режиме недовозбуждения.

Система возбуждения генератора состоит из обмотки ротора и источника постоянного тока.

Виды систем возбуждения, применение обусловлено особенностями турбо- и гидрогенераторов:

- электромашинное возбуждение с генератором постоянного тока;
- электромашинное (высокочастотное) возбуждение с генератором переменного тока $f = 500$ Гц;
- тиристорное возбуждение;
- бесщеточное возбуждение.

В режиме перевозбуждения генератор вырабатывает реактивную мощность.

В режиме недовозбуждения генератор потребляет реактивную мощность из сети.

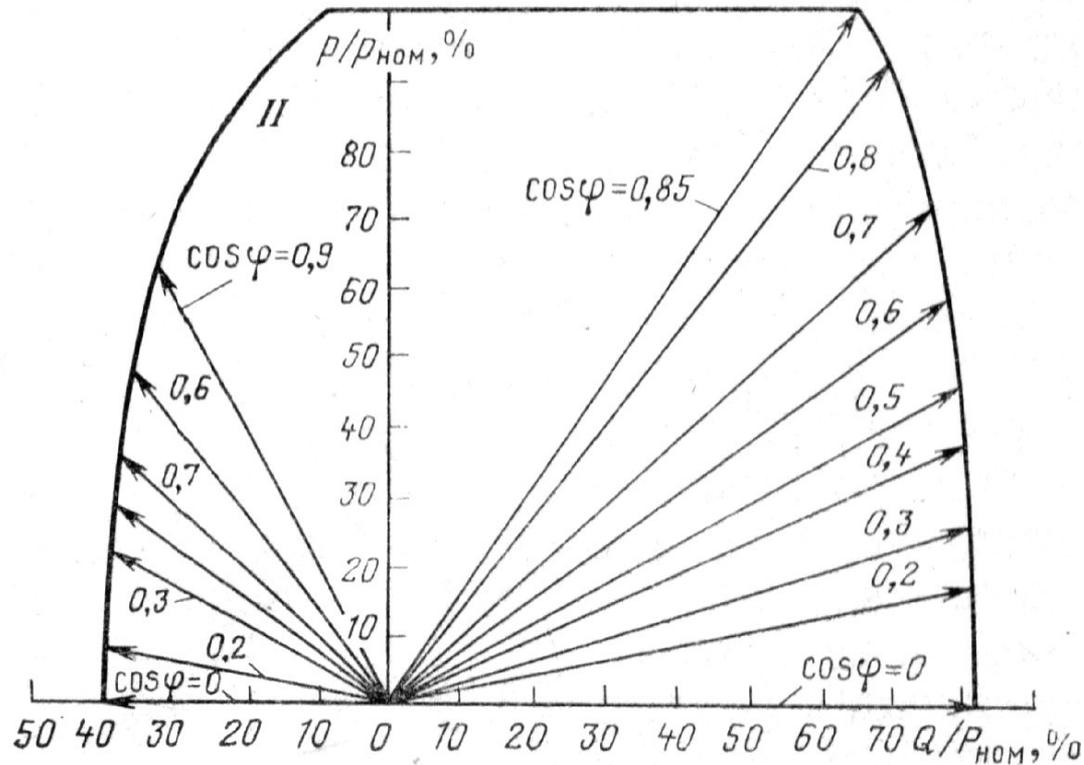


$$P = EU \sin \delta / x$$



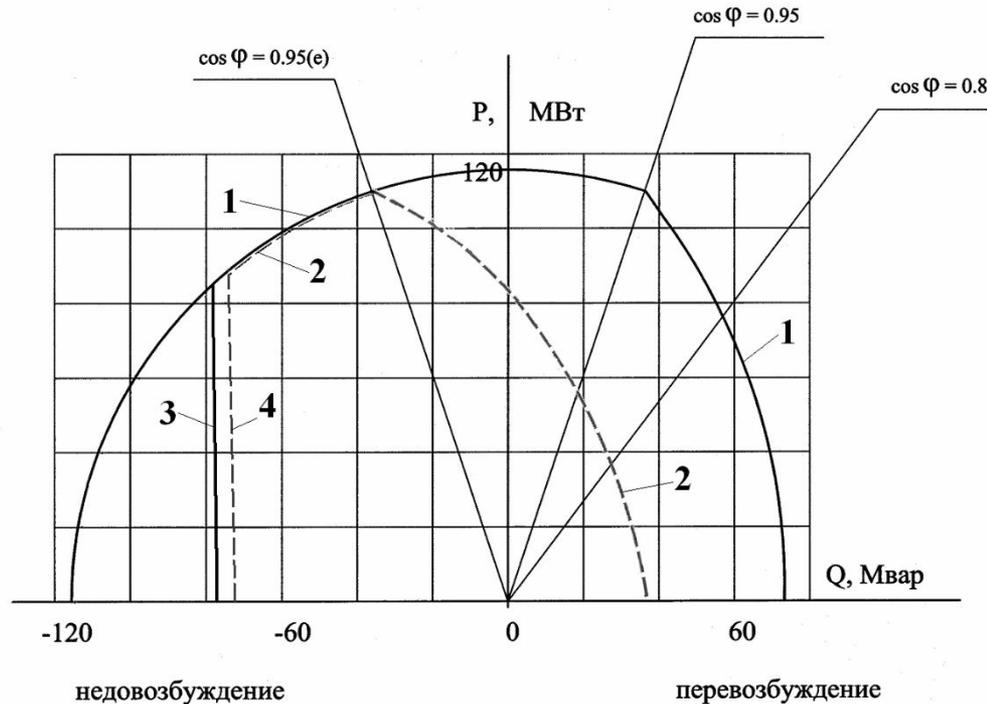
Синхронный генератор

Синхронный генератор предназначен прежде всего для выработки реактивной мощности и в меньшей степени - для потребления.
Выработка и потребление реактивной мощности возможны в пределах нагрузочной характеристики турбогенератора.





Асинхронизированный генератор предназначен для выработки и потребления реактивной мощности



- 1 – Работа двух обмоток возбуждения.
- 2 – Работа только одной обмотки возбуждения («А»).
- 3 – Работа двух обмоток возбуждения в синхронном режиме; ограничение по $\theta = 90^\circ$.
- 4 – Работа только одной обмотки возбуждения («А»); ограничение по $\theta = 90^\circ$.

Диаграмма мощности турбогенератора ТЗФА-110-2У3



Синхронные компенсаторы

Синхронный компенсатор (генератор реактивной мощности) представляет собой синхронный двигатель облегченной конструкции, работающий только на холостом ходу (без механической нагрузки на валу).

Синхронные компенсаторы предназначены для потребления и выдачи реактивной мощности.

Синхронный компенсатор:

- + возможность работы в режимах как генерации, так и потребления реактивной мощности,
- + осуществление плавного регулирования напряжения,
- величина потерь активной мощности может составлять 4,5% номинальной мощности,
- относительная дороговизна в эксплуатации.





Способы регулирования напряжения

19

2. Изменение режима работы СК (синхронных компенсаторов) и БСК (батарей статических конденсаторов)



БСК - источник реактивной мощности.

Выполняются на напряжение от 0,4 кВ до 220 кВ, мощностью до 200 МВАр. Единичная мощность 10-125 кВАр.

БСК большой мощности включаются в питающую сеть энергосистемы, менее мощные – к шинам распределительных электрических сетей и различным точкам сети.

БСК бывают регулируемыми и нерегулируемыми. Мощность БСК регулируется ступенчато изменением числа работающих секций батарей.

Батареи статических конденсаторов (устройства поперечной компенсации):

- + допустимость работы без постоянного присутствия оперативного персонала.
- + низкая величина потерь активной мощности (определяемая состоянием диэлектрика) не более 0,5% от номинальной.
- + сравнительно небольшая стоимость.
- дискретное (ступенчатое) регулирование реактивной мощности.
- зависимость величины $Q_{ген.}$ от уровней напряжения на шинах.



Способы регулирования напряжения

20

3. Изменение режима работы ШР (шунтирующих реакторов) в сети 500,330кВ

Шунтирующий реактор предназначен для компенсации реактивной мощности, генерируемой ЛЭП.



Шунтирующий реактор (ШР) – это статическое электромагнитное устройство, предназначенное для использования его индуктивности в электрической цепи, то есть для снижения избыточной реактивной мощности и выравнивания напряжения вдоль линий при работе их с нагрузками и при холостом ходе. Этот вид компенсации получил название поперечной индуктивной компенсации емкости линии.

Реактор потребляет реактивную мощность, тем самым снижает напряжение в сети.



Способы регулирования

напряжения **4. Использование устройств регулирования** **напряжения трансформаторов и автотрансформаторов**

Для регулирования напряжения на трансформаторах понижающих ПС устанавливают регуляторы под нагрузкой (РПН), представляющее собой автоматическое устройство, меняющее рабочее ответвление витков трансформатора, и следовательно, коэффициент трансформации. РПН устанавливают для 35 кВ и выше и размещают в нейтрали обмотки ВН.





Способы регулирования напряжения

22

5. Отключение слабо загруженных ВЛ 330, 500 кВ

ВЛ 330-500 кВ обладают большой зарядной мощностью.

В линиях высокого и сверхвысокого напряжения индуктивное сопротивление намного превышает активное сопротивление и поэтому оказывает большое влияние на потери напряжения. Если изменить реактивное сопротивление сети, то в некоторых случаях можно улучшить условия регулирования напряжения у потребителей.

Отключение ВЛ (одной цепи двухцепных ЛЭП) влечет за собой увеличение потерь электроэнергии и снижение надежности питания потребителей, поэтому такой способ применяют довольно редко.

Отключение параллельно работающих трансформаторов в слабонагруженных режимах уменьшает потери электроэнергии за счет снижения потерь холостого хода. Кроме того, трансформаторы являются очень надежными элементами электрической сети, поэтому работа с одним трансформатором вполне допустима.

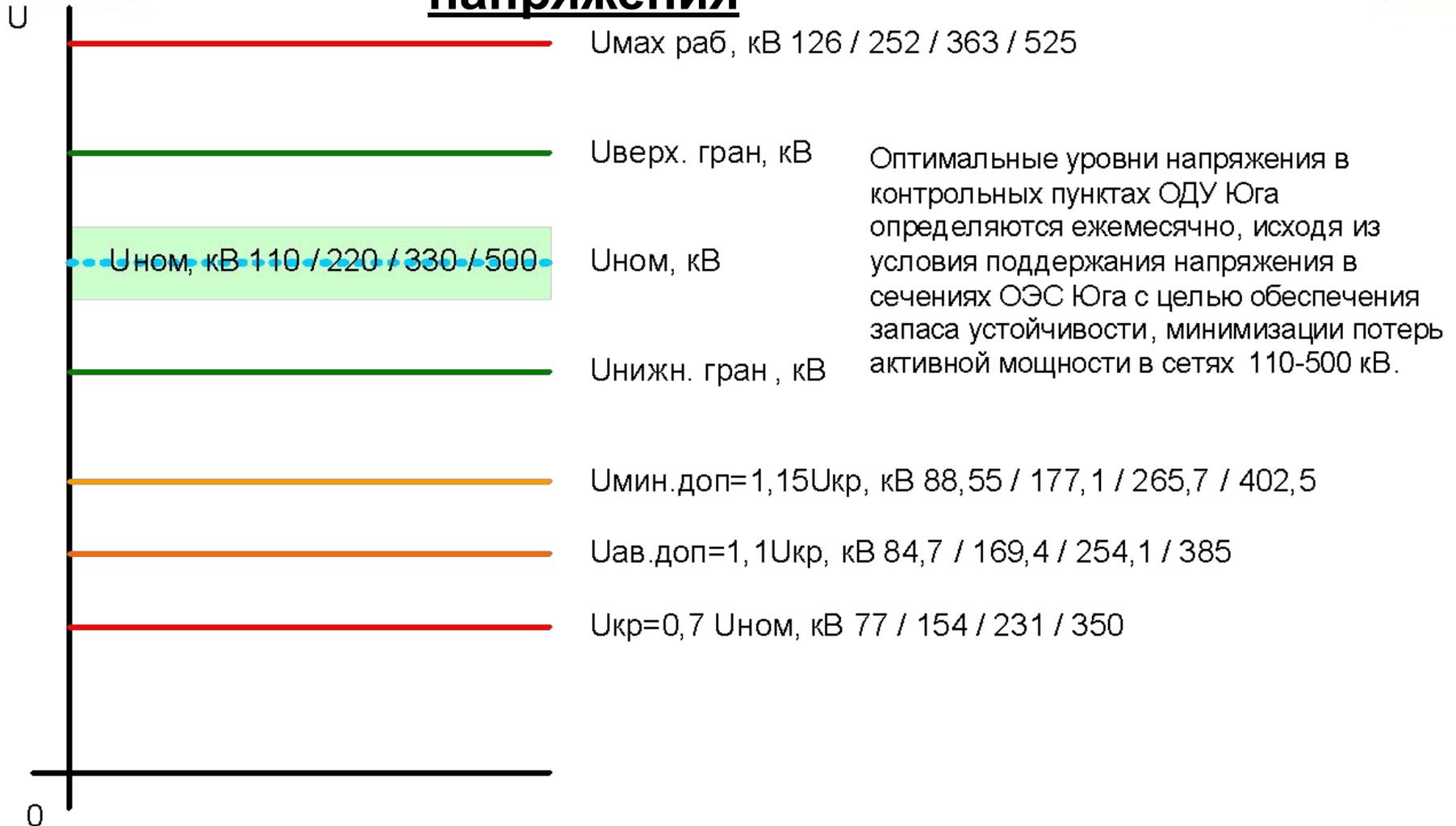


Трудности, возникающие при регулировании напряжения:

1. Низкая оснащенность электрических сетей регулируемыми средствами компенсации реактивной мощности (дороговизна ИРМ).
2. Низкая надежность устройств РПН АТ.
3. Низкая наблюдаемость режимов сети (недостаточная оснащенность объектов ТИ).
4. Отсутствие необходимых программно-технических комплексов для оптимизации режимов энергосистем в темпе процесса.
5. Недостаток опыта построения многоуровневых автоматических (автоматизированных) систем регулирования напряжения и реактивной мощности.



Уровни напряжения





Определение контрольных пунктов диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»

- Определение КП должно осуществляться на основании результатов расчетов установившихся электроэнергетических режимов.
- При проведении и анализе результатов расчетов должны оцениваться:
 - *взаимная зависимость уровней напряжения в узлах расчетной модели;*
 - *возможность и эффективность регулирования напряжения с использованием имеющихся средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;*
 - *диапазон изменения напряжения в узлах расчетной модели при использовании регулировочных возможностей имеющихся средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.*
- В качестве КП должны назначаться шины 110 кВ и выше объектов электроэнергетики (электростанций и/или подстанций), изменение напряжения на которых:
 - *определяет возможность выполнения требований к устойчивости;*
 - *позволяет эффективно регулировать напряжение на большом количестве объектов электроэнергетики в прилегающей электрической сети;*
 - *может быть выполнено с использованием установленных на объекте электроэнергетики (электростанции и/или подстанции) или в прилегающей электрической сети средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.*
- Для каждого КП может быть установлен только один диспетчерский центр, осуществляющий регулирование напряжения в КП (количество диспетчерских центров, осуществляющих контроль напряжения в КП, не ограничивается).



Определение контрольных пунктов диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»

26

- Регулирование напряжения в КП должно осуществляться диспетчерским центром:
 - *на уровень напряжения в операционной зоне которого оказывает наибольшее влияние изменение напряжения в КП;*
 - *осуществляющим непосредственную отдачу диспетчерских команд на изменение эксплуатационного состояния и/или режима работы средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.*
- Контроль напряжения в КП должен осуществляться диспетчерским центром:
 - *регулирование напряжения на шинах объектов электроэнергетики в операционной зоне которого осуществляется посредством изменения напряжения в КП;*
 - *в перечень КП которого включен соответствующий КП.*
- Для каждого КП должно быть обеспечено:
 - *Наличие в ОИК диспетчерских центров, осуществляющих контроль и регулирование напряжения в КП, телеизмерений (напряжения, реактивной мощности генерирующего оборудования, для КП, которыми являются шины электростанций, реактивной мощности устройств компенсации реактивной мощности, положения устройства РПН трансформаторного оборудования, используемого для регулирования напряжения).*
 - *Работоспособность устройств РПН трансформаторного оборудования, используемого для регулирования напряжения.*
 - *Наличие и соответствующая согласованной диспетчерским центром ОАО «СО ЕЭС» настройка ОМВ генерирующего оборудования (для КП, которыми являются шины электростанций).*
 - *Использование режима работы генерирующего оборудования с потреблением реактивной мощности в случае его допустимости (для КП, которыми являются шины электростанций) при исчерпании иных мероприятий по регулированию напряжения.*



Определение контрольных пунктов диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»

Выбор контрольных пунктов должен выполняться:

- 1) при изменении схемы электрических соединений энергосистемы,
- 2) при вводе нового генерирующего оборудования на электростанциях
- 3) при вводе компенсирующих устройств на подстанциях,
но не реже одного раза в три года.

Выбор контрольных пунктов по напряжению производится, исходя из «коэффициента влияния» на потери активной мощности в сети, за счет использования имеющихся в данном пункте средств регулирования напряжения и реактивной мощности.

Коэффициент влияния (K_B) рассчитывается по формуле:

$$K_B = \frac{\Delta P_{\max} - \Delta P_{\min}}{\Delta P_0};$$

где ΔP_{\max} , ΔP_{\min} – соответственно максимальное и минимальное значения потерь активной мощности в сети при оптимальных значениях параметров режима во всех узлах, кроме проверяемого, и изменении режима в проверяемом узле в диапазоне от Q_{\min} до Q_{\max} для источников реактивной мощности или изменении коэффициента трансформации от $K_{T\min}$ до $K_{T\max}$ для трансформаторов с РПН и ВДТ.

ΔP_0 - потери активной мощности при оптимальном режиме (расчет при оптимальной генерации реактивной мощности и положений РПН в узлах).



Методика определения коэффициента влияния

28

Для определения коэффициента влияния используется программа расчета установившегося режима

- а) во всех узлах, где имеются средства управления потоками реактивной мощности, фиксируются оптимальные значения напряжений и коэффициентов трансформации;
- б) выполняется серия расчетов (до шести) при изменении генерации или потребления реактивной мощности в проверяемом узле, степенями от минимального до максимального допустимого значения;
- в) если имеется в узле АТ с РПН, то выполняется серия расчетов при изменении коэффициента трансформации равными степенями от минимального до максимального значения. По результатам выполнения расчетов определяется P_{\max} , P_{\min} и P_o , и вычисляется "коэффициент влияния" $K_v(\%)$.

Далее определяются коэффициенты влияния

Если значения $K_v \geq 0,05$, то это характеризует, что имеющиеся средства регулирования реактивной мощности или напряжения снижают потери активной мощности в сети **не менее чем на 5%** и данная точка сети может быть принята в качестве контрольной точки по напряжению для энергосистемы.

Для уровня ОДУ необходимо, чтобы «коэффициент влияния», рассматриваемой точки на потери активной мощности объединения, составлял $K_v \geq 0,01$, **не менее 1%**.



Т.к. для каждого контрольного пункта, как правило, задается зона допустимых напряжений, то следует определиться, какое напряжение желательно поддерживать в конкретном режиме в каждом из КП: максимально или минимально возможное или какое-то промежуточное.

Если в сети, по которой осуществляется транспорт электроэнергии, на всех узловых подстанциях установлены АТ с РПН, то для снижения потерь в сети следует во всех режимах поддерживать максимально возможные уровни напряжения. Однако потери от перераспределения потоков реактивной мощности могут возрасти. Возможность поддержания того или иного уровня напряжения, с точки зрения экономической выгоды, определяется расчетом.



Общие требования к разработке графика напряжения в КП

30

- 1) График напряжения в КП должен разрабатываться на 1 месяц.
- 2) График напряжения в КП должен разрабатываться отдельно для характерного рабочего дня и характерного выходного/праздничного дня.
- 3) В состав графика напряжения в КП должны включаться те КП, в которых ДЦ осуществляет как регулирование, так и контроль уровней напряжения.
- 4) График напряжения в КП должен содержать:
 - верхнюю границу графика напряжения в КП;
 - нижнюю границу графика напряжения в КП.
- 5) График напряжения должен быть оформлен в виде таблицы, указаны верхние и нижние границы графика напряжения для каждого КП и каждого часа суток.
- 6) График напряжения в КП должен утверждаться главным диспетчером ДЦ.
- 7) При необходимости по решению главного диспетчера ДЦ, осуществляющего регулирование напряжения в КП, в утвержденный график могут быть внесены изменения.
- 8) В состав диспетчерского графика должны включаться уровни напряжения в КП, соответствующие графику напряжения или актуализированные с учетом прогноза схемно-режимных условий.
- 9) При оперативном управлении электроэнергетическим режимом регулирование напряжения в КП в диапазоне между верхней и нижней границами графика напряжения в КП должно осуществляться с учетом необходимости обеспечения в текущем режиме и при прогнозируемом изменении схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации:
 - минимизации количества случаев и продолжительности работы генерирующего оборудования электростанций в режиме потребления реактивной мощности;
 - обеспечения допустимой токовой нагрузки ЛЭП и сетевого оборудования;
 - обеспечения допустимых уровней напряжения в прилегающей электрической сети.



Требования к расчетным моделям, используемым для разработки графика напряжения в КП

- 1) РМ, используемые для разработки графика напряжения в КП, должны соответствовать требованиям к созданию и актуализации РМ для расчетов установившихся режимов и статической устойчивости.
- 2) При отсутствии достоверных данных о фактическом (прогнозном) потреблении реактивной мощности на шинах объектов электроэнергетики, представленных в РМ, потребление реактивной мощности должно приниматься в соответствии с рекомендованными величинами коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$.

$$\text{tg}(\varphi_H) = 0.5 \div 0.6$$

$$\text{tg}(\varphi_H) = \frac{Q_H}{P_H}$$

Пр
и

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{S} = 0.9 \quad \text{tg}(\varphi) = 0.484$$

При $\cos\varphi = 1$ вся полная мощность идет в виде активной (полезной) мощности.

При понижении значения $\cos\varphi$ часть мощности идет на создание магнитного или электрического поля, которые полезную работу не выполняют, а передаваемая для их создания реактивная мощность приводит к повышению потерь энергии в электроэнергетической системе.

$\text{tg}\varphi$ устанавливает связь между значением активной и реактивной мощности. В отличие от $\cos\varphi$ указывает на характер реактивности объекта. При $\text{tg}\varphi < 0$ потребитель выдает реактивную мощность (емкостной характер), при $\text{tg}\varphi > 1$ потребитель потребляет реактивную мощность (индуктивный характер).



Требования к расчетным моделям, используемым для разработки графика напряжения в КП

3) Для разработки графика напряжения в КП должны быть сформированы четыре базовые расчетные модели, соответствующие следующим характерным режимам на период разработки графика напряжения в КП:

- режим максимума нагрузки характерного рабочего дня;
- режим минимума нагрузки характерного рабочего дня;
- режим максимума нагрузки характерного выходного/праздничного дня;
- режим минимума нагрузки характерного выходного/праздничного дня.

4) В базовых РМ, используемых для разработки графика напряжения в КП, должны учитываться прогнозные данные по потреблению, а также по составу генерирующего оборудования и средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

5) В качестве расчетных схемно-режимных ситуаций для каждой из базовых РМ должны рассматриваться:

- нормальная схема;
- схемы ремонта ЛЭП, электросетевого и/или генерирующего оборудования, отключение которых оказывает существенное влияние на уровни напряжения в ОЗ соответствующего ДЦ, вывод в ремонт которого предусмотрен месячным графиком ремонта ЛЭП и сетевого оборудования, энергетического оборудования.

Состав рассматриваемых ремонтных схем определяется СЭР.



Требования к расчетным моделям, используемым для разработки графика напряжения в КП

- 6) Для каждой базовой РМ и схемно-режимной ситуации должны рассматриваться нормальные (ремонтные) режимы и послеаварийные режимы после расчетных возмущений. В качестве расчетных возмущений должны рассматриваться единичные нормативные возмущения в соответствии с требованиями Методических указаний, приводящие к наибольшему изменению напряжения на объектах электроэнергетики в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС».
- 7) При невозможности однозначного определения границ графика напряжения в КП на основании расчетов с использованием базовых РМ должны проводиться расчеты для промежуточных уровней потребления.
- 8) При проведении расчетов необходимо учитывать работу ПА в соответствии с заданными логикой действия и настройками.



Определение верхней границы графика напряжения в КП

Критерии выбора верхней границы графика напряжения в КП:

- Напряжение в КП **в нормальной и/или ремонтной схеме** не должно превышать наибольшего рабочего напряжения **(525, 363, 252, 126 кВ)**.
- Напряжение на шинах объектов электроэнергетики, на которое оказывает влияние уровень напряжения в КП, **в нормальной и/или ремонтной схеме** не должно превышать наибольшего рабочего напряжения **(525, 363, 252, 126 кВ)**.
- Напряжение в КП в сети более низкого напряжения **в нормальной и/или ремонтной схеме** не должно выходить за границы графика напряжения в КП при полном использовании возможностей регулирования напряжения в указанных КП.
- Напряжение в КП **в послеаварийных режимах** после расчетных возмущений не должно превышать наибольшего рабочего напряжения с учетом разрешенной величины и длительности повышения напряжения свыше наибольшего рабочего значения при полном использовании возможностей регулирования напряжения в КП.
- Напряжение на шинах объектов электроэнергетики, на которое оказывает влияние уровень напряжения в КП, **в послеаварийных режимах** после расчетных возмущений не должно превышать наибольшего рабочего напряжения с учетом разрешенной величины и длительности повышения напряжения свыше наибольшего рабочего значения при полном использовании возможностей регулирования напряжения в КП.
- Напряжение в КП в сети более низкого напряжения **в послеаварийных режимах** после расчетных возмущений не должно выходить за границы графика напряжения в КП при полном использовании возможностей регулирования напряжения в указанных КП.



Критерии выбора верхней границы графика напряжения в КП:

- Напряжение в КП в послеаварийных режимах после расчетных возмущений не должно превышать наибольшего рабочего напряжения с учетом разрешенной величины и длительности повышения напряжения свыше наибольшего рабочего значения при полном использовании возможностей регулирования напряжения в КП.
- Напряжение на шинах объектов электроэнергетики, на которое оказывает влияние уровень напряжения в КП, в послеаварийных режимах после расчетных возмущений не должно превышать наибольшего рабочего напряжения с учетом разрешенной величины и длительности повышения напряжения свыше наибольшего рабочего значения при полном использовании возможностей регулирования напряжения в КП.
- Напряжение в КП в сети более низкого напряжения в послеаварийных режимах после расчетных возмущений не должно выходить за границы графика напряжения в КП при полном использовании возможностей регулирования напряжения в указанных КП.
- Напряжением, соответствующим верхней границе графика напряжения в КП, является минимальное из напряжений, определенных в соответствии с критериями, указанными в п. 8.1 настоящего стандарта.
- При определении напряжения, соответствующего верхней границе графика напряжения в КП, должна учитываться необходимость осуществления встречного регулирования напряжения с упреждающим изменением напряжения, соответствующего верхней границе графика напряжения в КП, по отношению к прогнозируемому изменению схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации.



Определение нижней границы графика напряжения в контрольном пункте

Критерии выбора нижней границы графика напряжения в КП:

- Напряжение в КП в нормальном режиме (в нормальной и/или ремонтной схеме) не должно быть ниже минимально допустимого напряжения.
- Напряжение на шинах объектов электроэнергетики, на которое оказывает влияние уровень напряжения в КП, в нормальном режиме (в нормальной и/или ремонтной схеме) не должно быть ниже минимально допустимого напряжения.
- Напряжение в КП в сети более низкого напряжения в нормальном режиме (в нормальной и/или ремонтной схеме) не должно выходить за границы графика напряжения в КП при полном использовании возможностей регулирования напряжения в указанных КП.
- Напряжение в КП в послеаварийных режимах после расчетных возмущений не должно быть ниже:
 - аварийно допустимого напряжения;
 - минимально допустимого напряжения при полном использовании возможностей регулирования напряжения в КП.
- Напряжение на шинах объектов электроэнергетики, на которое оказывает влияние уровень напряжения в КП, в послеаварийных режимах после расчетных возмущений не должно быть ниже:
 - аварийно допустимого напряжения;
 - минимально допустимого напряжения при полном использовании возможностей регулирования напряжения в КП.



Критерии выбора нижней границы графика напряжения в КП:

- Напряжение в КП в сети более низкого напряжения в послеаварийных режимах после расчетных возмущений не должно выходить за границы графика напряжения в КП при полном использовании возможностей регулирования напряжения в указанных КП.
- Величины минимально допустимого напряжения и аварийно допустимого напряжения на шинах объектов электроэнергетики, на напряжение на шинах которых оказывает влияние уровень напряжения в КП, должны определяться с учетом выполнения требований ГОСТ 13109-97 к допустимым величинам установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии и в точках общего присоединения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к электрическим сетям с учетом выполнения потребителями электрической энергии в полном объеме мероприятий по регулированию напряжения и компенсации реактивной мощности и соблюдения ими установленных значений $\text{tg}\varphi$.
- Напряжением, соответствующим нижней границе графика напряжения в КП, является максимальное из напряжений, определенных в соответствии с критериями, указанными в п. 9.1 настоящего стандарта.
- При определении напряжения, соответствующего нижней границе графика напряжения в КП, должна учитываться необходимость осуществления встречного регулирования напряжения с упреждающим изменением напряжения, соответствующего нижней границе графика напряжения в КП, по отношению к прогнозируемому изменению схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации.



Спасибо за внимание!

