О ВВОДЕ В ДЕЙСТВИЕ РТМ36.18.32.6-92 "УКАЗАНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ УСТАНОВОК КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ"

(технический циркуляр ВНИПИ Тяжпромэлектропроект N 360-93 от 15 января 1993 г.)

Настоящий руководящий технический материал (РТМ), разработанный институтом Тяжпромэлектропроект (г. Москва), содержит указания по проектированию компенсации реактивной мощности (КРМ) в электрических сетях общего назначения промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ*А и выше, отнесенных прейскурантом N 09-01 к I тарифной группе и получающих питание от энергосистемы.

РТМ заменяет раздел 2 "Указаний по проектированию КРМ в электрических сетях промышленных предприятий", М788-930, 1984 г. Разработка РТМ вызвана неприемлемостью введенных в 1984 г. Указаний из-за разработки в 1990 -1992 гг. новых нормативных документов Минэнерго и кардинального изменения стоимостных показателей электрооборудования. Применение РТМ при проектировании электроустановок позволит принимать экономически целесообразные решения при выборе средств КРМ, обеспечит проведение единой технической политики и придает взаимоотношениям между потребителем и энергоснабжающей организацией взаимовыгодный характер. С этой целью предлагается:

1. Ввести в опытно-промышленную эксплуатацию в институте Тяжпромэлектропроект с 1 января 1993 г. РТМ36.18.32.6-92 "Указания по проектированию установок КРМ в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий".

2. Период опытно-промышленной эксплуатации

gost.e-ecolog.ru

РТМ36.18.32.6-92 установить 2 года. В 1995 г. обобщить результаты внедрения РТМ и при необходимости внести в них изменения.

3. Техническому отделу института совместно с научно-исследовательской лабораторией НИЛ-1 разработать в I квартале 1993 г. пособие к РТМ36.18.32.6-92 в целях ускорения их внедрения в практику проектирования.

4. Технический циркуляр ВНИПИ Тяжпромэлектропроект N 347 от 5 октября 1984 г. считать утратившим силу.

5. Электротехническим отделам отраслевых проектных институтов при расчетах средств КРМ рекомендуется пользоваться РТМ36.18.32.6-92 с момента их опубликования в "Инструктивных и информационных материалах по проектированию электроустановок" института Тяжпромэлектропроект.

6. Замечания и предложения, касающиеся методов расчета средств КРМ, направлять в технический отдел института.

Главный инженер ВНИПИ Тяжпромэлектропроект А. Г. С м и р н о в

РУКОВОДЯЩИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ "УКАЗАНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ УСТАНОВОК КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ" РТМ 36.18.32.6-92 *

Настоящий руководящий технический материал (РТМ) содержит указания по проектированию компенсации реактивной мощности (КРМ) в электрических сетях общего назначения промышленных и приравненных к ним потребителей.

Разработка РТМ вызвана неприемлемостью ранее действующих Указаний [1] по причине введения в действие в 1990 - 1992 гг. новых нормативных документов Минэнерго, нового прейскуранта N 09-01 "Тарифы на электрическую и тепловую энергию", кардинального изменения стоимостных показателей электрооборудования.

Изложенная в РТМ методика выбора и размещения средств КРМ в электрических сетях общего назначения позволяет потребителю наиболее экономичным путем выполнить требования электроснабжающей организации на границе балансового разграничения.

Цель РТМ - обеспечить единую техническую политику при выборе средств КРМ и придать взаимоотношениям между потребителем и энергоснабжающей организацией взаимовыгодный характер.

---

* Введен взамен раздела 2 "Указаний по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий", М788-930, 1984 г.

Срок введения установлен с 1 января 1993 г.

Разработан ВНИПИ Тяжпромэлектропроект:

Исполнители: Л. Б. Годгельф, Б. Д. Жохов.

Утвержден главным инженером ВНИПИ Тяжпромэлектропроект А. Г. Смирновым.

1. Общая часть

1.1. Область применения РТМ – проектирование установок КРМ в сетях общего назначения промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной электрической мощностью 750 кВ*А и выше, отнесенных прейскурантом N 09-01 к I тарифной группе и получающих питание от энергосистем.

1.2. РТМ заменяет раздел 2 "Компенсация реактивной мощности в электрических сетях общего назначения" "Указаний по проектированию КРМ в электрических сетях промышленных предприятий", шифр М788-930, разработанных в 1984 г. и опубликованных в "Инструктивных указаниях по проектированию электротехнических промышленных установок" N 1 за 1984 г. Раздел 3 "Компенсация реактивной мощности в электрических сетях со специфическими нагрузками" Указаний 1984 г. действует до завершения институтом соответствующей разработки в 1994 г.

1.3. РТМ могут руководствоваться все организации при проектировании новых и реконструируемых предприятий независимо от отрасли промышленности и ведомственной принадлежности организации.

1.4. Согласно РТМ производится выбор средств КРМ, определение их мощности и мест подключения в электрических сетях общего назначения напряжением до 1 кВ и 6 - 10 кВ, выбор оптимального числа цеховых трансформаторных подстанций. Решения, принятые согласно РТМ, являются неотъемлемой частью проекта электроснабжения предприятия.

1.5. В качестве средств КРМ в сетях общего назначения принимаются батареи низковольтных (БНК) и высоковольтных (БВК) конденсаторов и синхронные электродвигатели.

1.6. В основу принимаемых согласно РТМ решений по выбору средств КРМ положена минимизация приведенных затрат. Критерии выбора решений не привязаны жестко к действующим в настоящее время

ценам на электрооборудование, как это имело место в Указаниях 1984 г., а представлены в общем виде, позволяющем принимать оптимальные и близкие к ним решения в условиях частого и значительного изменения стоимостных показателей.

1.7. Содержащиеся в РТМ указания носят не обязательный, а рекомендательный характер. Потребитель вправе принять и другие, менее экономичные, решения по КРМ, но при этом он неизбежно будет нести дополнительные затраты при расчетах с энергоснабжающей организацией за пользование электрической энергией. Взаимоотношения между электроснабжающей организацией и потребителем в части КРМ определяются договором на пользование электроэнергией (ДПЭ).

2. Обозначения и определения основных величин

2.1. $\bar{P}_p$, $\bar{Q}_p$ - математическое ожидание расчетной активной и реактивной мощности (нагрузки) потребителя на границе балансового разграничения с энергосистемой.

$$\bar{P}_p = P_p K_0 \; ; \quad \bar{Q}_p = Q_p K_0$$

где P_p и Q_p - расчетные нагрузки, определяемые согласно Указаниям по расчету электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92 в целях выбора элементов сети электроснабжения по условиям их нагрева;

K_0 - коэффициент приведения расчетной нагрузки к математическому ожиданию. Согласно РТМ 36.18.32.4-92 может быть принят равным 0,9.

2.2. $P_{p.н}$, $Q_{p.н}$ - расчетная активная и

реактивная мощность (нагрузка) группы электроприемников до 1 кВ (цех, корпус, предприятие в целом, группа трансформаторов) при натуральном коэффициенте мощности, определяемая согласно РТМ 36.18.32.4-92. При значительном числе электроприемников $P_{р.н}$, $Q_{р.н}$ фактически являются математическим ожиданием нагрузки.

2.3. $Q_э$ - экономическое значение РМ, потребляемой из сети энергосистемы в часы больших нагрузок электрической сети;

$$Q_э = \bar{P}_р \, tg\varphi_э$$

где $tg\varphi_э$ - максимальное значение экономического коэффициента реактивной мощности, определяемого энергоснабжающей организацией согласно [2] оптимизационным или нормативным методами. Значение $Q_э$ для конкретного потребителя указывается в ДПЭ;

$Q_{п.э}$ - РМ, потребляемая из сети энергосистемы, превышающая экономическое значение.

Кроме $Q_э$ в ДПЭ энергоснабжающая организация указывает:

$W_{Q_э}$ - экономическое значение реактивной энергии;

$Q_п$, $W_{Q_п}$ - технические пределы пот-

ребления реактивной мощности и энергии;

$Q_г$, $W_{Q_г}$ – технические пределы генерации реактивной мощности и энергии в сеть энергосистемы.

2.4. $Q_{н.к}$ – мощность устанавливаемых батарей низковольтных конденсаторов (БНК).

2.5. $Q_{в.к}$ – мощность устанавливаемых батарей высоковольтных конденсаторов (ВВК).

2.6. $C_{Q_э}$ – удельная стоимость потребления реактивной мощности и энергии, не превышающего экономическое значение, руб./квар*год,

$$C_{Q_э} = (C_1 + d_1 T_{MQ_э} \cdot 10^{-2}) \cdot 1{,}6 K_1 ,$$

где C_1 – плата за 1 квар потребляемой РМ, руб./квар*год, (согласно [3] C_1 = 1,2); d_1 – плата за 1 квар*ч потребляемой реактивной энергии, коп./квар*ч, (согласно [3] d_1 = 0,03).

Для потребителей, не имеющих приборов учета максимальной РМ, значение $C_{Q_э}$ определяется по выражению

$$C_{Q_э} = d_1 T_{MQ_э} \cdot 10^{-2} \cdot 1{,}6 K_1 ,$$

где d_1 – плата за 1 квар*ч потребляемой реактивной энергии, принимаемая согласно [3] для потребителей, не имеющих приборов учета максимальной

РМ, равной 0,08 коп./квар*ч; $T_{MQ_э}$ – годовое число часов использования максимальной РМ при потреблении, не превышающем экономическое значение, ч; K_I – коэффициент удорожания компенсирующих устройств. Согласно [4] принимается равным кратности повышения тарифа на электроэнергию, т. е. $K_I = K_W$ (см. пп. 2.9, 2.9.2).

2.7. Значение $T_{MQ_э}$ при потреблении РМ, не превышающем экономическое значение, определяется в зависимости от соотношения Ψ и K_M по следующим выражениям:

при $\Psi \leq K_M$ $$T_{MQ_э} = \frac{T_г(K_M - 2\Psi + 1)}{2(1-\Psi)};$$

при $\Psi > K_M$ $$T_{MQ_э} = \frac{T_г(1-\Psi)}{2(1-K_M)},$$

где Ψ – степень компенсации. При предположении равенства натурального $tg\varphi = 0{,}8$ и обеспечения компенсации до экономического значения для приведенных в [2] базисных $tg\varphi_б$, может быть принята для ГПП с первичным напряжением 35, 110, 220, 500 кВ равной соответственно 0,7; 0,6; 0,5; 0,25,

а при питании от генераторных шин ψ = 0,25.

K_N – отношение натуральной минимальной нагрузки к натуральной максимальной нагрузке, принимаемое для 1-, 2-, 3-сменной и непрерывной работы равным соответственно 0,9; 0,8; 0,7; 0,8; T_r – годовой фонд рабочего времени (время включения), принимаемое для 1-, 2-, 3-сменной и непрерывной работы соответственно 2000, 4000, 6000, 8500 ч.

2.8. C_{Q_n} – удельная стоимость потребления реактивной мощности и энергии, превышающего экономическое значение, руб./квар*год,

$$C_{Q_n} = \left(C_2 + d_2 T_{MQ_n} \cdot 10^{-2}\right) \frac{2K_1 K_W}{1+K_1},$$

где C_2 – плата за 1 квар потребляемой реактивной мощности, руб./квар*год (согласно [3] C_2 = 3,6); d_2 – плата за 1 квар*ч потребляемой энергии, коп./квар*ч (согласно [3] d_2 = 0,09).

Для потребителей, не имеющих приборов учета максимальной РМ, значение C_{Q_n} определяется по выражению

$$C_{Q_n} = \left(d_2 T_{MQ_n} \cdot 10^{2}\right) \frac{2K_1 K_W}{1+K_1},$$

где d_2 – плата за 1 квар*ч потребляемой реак-

тивной энергии, принимаемая согласно [3] для потребителей, не имеющих приборов учета максимальной РМ, равной 0,2 коп./квар*ч; $T_{MQ_П}$ - годовое число использования максимальной РМ при потреблении, превышающем экономическое значение. Значение $T_{MQ_П}$ определяется по приведенным в п. 2.7 формулам при значении Ψ, равном

$$\Psi = 1 - Q_{ПЭ} / \bar{Q}_{Pi}$$

K_W - см. пп. 2.9, 2.9.2.

2.9. $C_{P.П}$ - удельная стоимость потерь активной мощности и энергии при передаче РМ в сети внутризаводской системы электроснабжения, руб./кВт*год

$$C_{P.П} = (\alpha + \beta \tau_Q \cdot 10^{-2}) K_W$$

где α - основная ставка тарифа на активную мощность, руб./кВт*год; β - дополнительная ставка тарифа на активную энергию, коп./кВт*ч; τ_Q - число часов максимальных потерь при передачи РМ:

при $\Psi \leq K_M$

$$\tau_Q = T_r \left[\frac{K_M - \Psi}{1 - \Psi} + \frac{1}{3} \frac{(1 - K_M)^2}{(1 - \Psi)^2} \right];$$

при $\psi > K_м$ $\quad T_Q = \frac{T_г(1-\psi)}{3(1-K_м)}$

При передаче РМ, не превышающей экономическое значение, ψ определяется согласно п. 2.7; при передаче РМ, превышающей экономическое значение, – согласно п. 2.8;

K_w – коэффициент увеличения ставки двухставочного тарифа на электроэнергию по сравнению со значениями, указанными в прейскуранте N 09-01.

2.9.1. $C_{р.г}$ – удельная стоимость потерь активной мощности при генерации РМ в СД и конденсаторных установках

$$C_{р.г} = (a + bT_г \cdot 10^{-2}) K_w.$$

2.9.2. В случае применения энергоснабжающей организацией различных по значению коэффициентов увеличения основной и дополнительной ставок тарифа на активную мощность

$$C_{р.п} = aK_{w_1} + bT_Q \cdot 10^{-2} K_{w_2};$$

$$C_{р.п} = aK_{w_1} + bT_г \cdot 10^{-2} K_{w_2}.$$

Значение K_w в выражениях пп. 2.6, 2.8, 3.3 в этом случае определяется

$$K_w = \frac{aK_{w_1} + bT_м \cdot 10^{-2} K_{w_2}}{a + bT_м \cdot 10^{-2}},$$

где $T_м$ – число часов использования максимальной нагрузки.

2.10. Затраты на потери активной мощности при передаче РМ в сеть напряжением до 1 кВ пропорциональны величине А

$$A = C_{р.п} R_э / (U^2 \cdot 10^3),$$

где $R_э$ – эквивалентное сопротивление сети 6 – 10 кВ (от шин 6 – 10 кВ РП, ГПП до шин 0,4 кВ цеховых ТП), Ом,

$$R_э = (R_т + r_0 l_{ср}) / N_т ;$$

$R_т$ – сопротивление трансформатора, Ом; r_0 – удельное сопротивление кабельной линии, Ом/км; $l_{ср}$ – средняя длина кабельных линий 6 – 10 кВ к цеховым трансформаторам, км; $N_т$ – количество цеховых трансформаторов; U – номинальное напряжение сети 6 или 10 кВ.

2.11. $З_{р.в.к}$, $З_{р.н.к}$ – удельные затраты на потери активной мощности в конденсаторных установках БВК и БНК, руб./квар,

$$З_{р.в.к} = C_{р.г} P_{уд.в} ;$$

$$З_{р.н.к} = C_{р.г} P_{уд.н} ,$$

где $P_{уд.в}$ – удельные потери активной мощности на генерирование РМ установками БВК, кВт/квар; $P_{уд.в}$ =

= 0,002; $P_{\delta н}$ - удельные потери активной мощности на генерирование РМ установками БНК, кВт/квар; $P_{\delta н}$ = 0,004.

2.12. $З_{в.к}$, $З_{н.к}$ - удельные затраты на компенсацию РМ установками БВК, БНК

$$З_{в.к} = 0{,}22 C_{в.к} + З_{р.в.к} + 0{,}22 C_{в};$$
$$З_{н.к} = 0{,}22 C_{н.к} + З_{р.н.к},$$

где $C_{в.к}$ - удельная стоимость БВК без коммутирующего выключателя 6 - 10 кВ, руб./квар; $C_{в}$ - удельная стоимость выключателя 6 - 10 кВ, руб/квар; 0,22 - суммарный коэффициент годовых отчислений; $C_{н.к}$ - удельная стоимость БНК, руб./квар.

2.13. $Q_{д.н}$ - номинальная РМ СД

$$Q_{д.н} = P_{д.н} tg \varphi_{н},$$

где $P_{д.н}$ - номинальная активная мощность СД; $tg \varphi_{н}$ - номинальный коэффициент реактивной мощности.

2.14. α - коэффициент загрузки СД по РМ

$$\alpha = Q_{д} / Q_{д.н}$$

где $Q_{д}$ - генерируемая СД РМ при коэффициенте

загрузки α .

Значение коэффициента α может быть определено по выражению

$$\alpha = \frac{1,1RQ_{д.н} - D_1}{2D_2} + \sqrt{\frac{(1,1RQ_{д.н} - D_1)^2}{4D_2^2} - \frac{(RQ_{д.н} - D_1)^2}{3,64D_2^2}},$$

где R – соотношение затрат на производство РМ и стоимости потерь активной мощности в СД:

$R = C_{Q э}/C_{рг}$ – при получении из энергосистемы РМ, не превышающей экономическое значение;

$R = C_{Qп}/C_{рг}$ – при получении из энергосистемы РМ, превышающей экономическое значение;

$R = З_{в.к}/C_{рг}$ – при генерации РМ установками БВК;

$R = З_{н.к}/C_{рг}$ – при генерации РМ установками БНК;

D_1, D_2 – коэффициенты потерь в СД, пропорциональные $Q_д$ и $Q_д^2$.

2.15. $Q_{д.р}$ – располагаемая мощность СД.

В настоящих РТМ под располагаемой мощностью понимается максимальная РМ СД, генерируемая при номинальном токе возбуждения и номинальном напряжении статора, с учетом того, что СД имеет заг-

рузку по активной мощности меньше номинальной. Учитывая, что практически для большинства СД коэффициент загрузки по активной мощности меньше 0,85 при $Q_{д.р} \geq 1,2\, Q_{д.н}$ с достаточной степенью точности может быть принято соотношение

$$Q_{д.р} \approx 1,2\, Q_{д.н}$$

3. Выбор мощности средств КРМ

3.1. Исходные данные для выбора мощности средств КРМ можно подразделить на три группы.

3.1.1. Данные, содержащиеся в проекте электроснабжения предприятия:

расчетные нагрузки на границе балансового разграничения $P_р$, $Q_р$;

расчетные нагрузки до 1 кВ цеха, предприятия, группы цеховых трансформаторных подстанций $P_{р.н}$, $Q_{р.н}$;

единичная мощность и коэффициент загрузки цеховых трансформаторных подстанций $S_т$, $\beta_т$;

параметры устанавливаемых синхронных электродвигателей $P_н$, $tg\,\varphi_н$, $K_з$.

3.1.2. Данные, передаваемые потребителю энергоснабжающей организацией:

экономические значения реактивной мощности и энергии в точке балансового разграничения, потребляемые в часы больших нагрузок электрической сети $Q_э$, $W_{Q_э}$;

кратность повышения тарифа на электроэнергию K_w (K_{w1}, K_{w2});

технические пределы потребления и генерации реактивной мощности и энергии $Q_п$, $W_{Qп}$, $Q_г$, $W_{Qг}$;

часы больших и малых нагрузок, часы максимума и минимума нагрузки электрической сети. В случае, когда эти данные энергоснабжающей организацией не устанавливаются, величины $Q_э$, $W_{Qэ}$, $Q_п$, $W_{Qп}$, $Q_г$, $W_{Qг}$ относятся ко всему расчетному периоду без разделения его на часы больших и малых нагрузок, а часы максимума и минимума нагрузки принимаются совпадающими с часами максимума м минимума энергосистемы.

3.1.3. Данные, содержащиеся в нормативных и директивных документах, а также справочные данные, содержащиеся в технической литературе.

3.2. Экономическое значение РМ (см. п.2.3), определенное энергоснабжающей организацией, является максимальным значением РМ, передаваемой потребителю в пределах экономических значений. При выборе средств КРМ значение $Q_э$ может быть уменьшено.

3.3. Значение коэффициента реактивной мощности $tg\varphi_э$ является определяющим при выборе потребителем мощности средств КРМ. В случае применения энергосистемой оптимизационного метода расчета и установления потребителю значения $tg\varphi_{эо}$

меньше нормативного $tg\varphi_{э.н}$, потребитель вправе обратиться в энергоснабжающую организацию. Значение $tg\varphi_{э.н}$ потребитель может определить по следующей формуле

$$tg\varphi_{э.н} = \frac{240}{a d_{макс} + 50 b} tg\varphi_б K_1,$$

где $d_{макс}$ - отношение потребления энергии в квартале максимума нагрузки энергосистемы к потреблению в квартале его максимальной нагрузки.

При отсутствии указанных данных принимают $d_{макс} = 1$; $tg\varphi_б$ - базовый коэффициент реактивной мощности, принимаемый равным 0,25; 0,3 и 0,4 для сети 6 - 20 кВ, присоединенной к шинам подстанции с высшим напряжением соответственно 35, 110 - 150 и 220 - 330 кВ; K_1 - коэффициент, отражающий изменение цен на конденсаторы; принимается в настоящее время согласно [4] равным $K_1 = K_W$.

Если согласно расчету окажется, что $tg\varphi_{э.н} > 0{,}6$, его значение принимают равным 0,6.

Для шин 6 - 20 кВ подстанций с высшим напряжением 500 кВ и выше и шин генераторного напряже-

ния $tg\varphi_{э.н}$ = 0,6. Для потребителей, питающихся от сети 0,4 кВ, принадлежащей энергоснабжающей организации, принимается $tg\varphi_{э.н}$ = 0,15.

3.4. Выбор средств КРМ и мощности компенсирующих устройств осуществляется в два этапа: при потреблении РМ из энергосистемы в пределах экономического значения и потреблении РМ из энергосистемы, превышающем экономическое значение.

На первом этапе определяется мощность БНК, устанавливаемых в сети до 1 кВ по критерию выбора минимального числа цеховых трансформаторных подстанций, определяется РМ СД, которую экономически целесообразно использовать для целей КРМ по сравнению с потреблением из энергосистемы, не превышающим экономического значения. По завершении расчетов первого этапа составляется баланс РМ на границе балансового разграничения с энергосистемой. В случае дисбаланса РМ выполняется второй этап, при котором рассматривается экономическая целесообразность получения дополнительной РМ за счет увеличения мощности БНК, более полного использования РМ, генерируемой СД, при сопоставлении этих источников с потреблением РМ из энергосистемы, превышающим экономическое значение. На втором этапе расчетов также определяется целесообразность установки БВК в сети 6 – 10 кВ.

3.5. Определение мощности батарей конденсаторов (БНК), устанавливаемых в сети до 1 кВ.

3.5.1. Для каждой группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности определяется минимальное их число, необходимое для питания расчетной активной нагрузки

$$N_{т.мин} = P_{р.н}/(\beta_т S_т),$$

где $P_{р.н}$ - расчетная активная нагрузка до 1 кВ данной группы трансформаторов; $\beta_т$ - коэффициент загрузки трансформаторов, определяемый в зависимости от категории электроприемников по бесперебойности электроснабжения; $S_т$ - единичная мощность цеховых трансформаторных подстанций, принимается в зависимости от удельной плотности нагрузки.

Полученное значение $N_{т.мин}$ округляется до ближайшего большего целого числа.

3.5.2. Наибольшее значение реактивной мощности $Q_т$, которое может быть передано через трансформаторы в сеть до 1 кВ при заданном коэффициенте загрузки трансформаторов $\beta_т$:

3.5.2.1. Для трансформаторов масляных и заполненных негорючей жидкостью

$$Q_т = \sqrt{(1{,}1 S_т N_{тмин} \beta_т)^2 - P_{р.н}^2}$$

Коэффициент 1,1 учитывает, что цеховые трансформаторы имеют, как правило, загрузку не превышающую 0,9 и коэффициент сменности по энергоиспользованию имеет значение менее 0,9, поэтому для масляных трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 может быть в течение одной смены допущена систематическая перегрузка 10%;

3.5.2.2. Для трансформаторов сухих

$$Q_T = \sqrt{(1{,}05 S_T N_{T.MИН} \beta_T)^2 - P_{P.H}^2}$$

Коэффициент 1,05 учитывает, что перегрузочная способность сухих трансформаторов согласно правилам эксплуатации электроустановок потребителей примерно вдвое ниже масляных.

3.5.3. Мощность низковольтных батарей конденсаторов (БНК) по критерию выбора минимального числа цеховых трансформаторов

$$Q_{H.K1} = Q_{P.H} - Q_T .$$

3.5.4. Целесообразность дополнительной, сверх $Q_{H.K1}$, установки БНК при одновременном потреблении РМ из энергосистемы, превышающем экономическое значение, определяется при анализе баланса РМ на границе балансового разграничения с энергосистемой (см. п. 3.7.6).

3.6. Определение РМ, генерируемой СД.

3.6.1. Каждая группа СД в зависимости от номинальной мощности, частоты вращения рассматривается индивидуально в целях использования генерируемой ими РМ для КРМ.

3.6.2. Располагаемая реактивная мощность СД номинальной мощностью свыше 2500 кВт и располагаемая реактивная мощность СД с частотой вращения свыше 1000 1/мин независимо от номинальной мощности во всех случаях используется для КРМ без выполнения обосновывающих расчетов. При этом необходимо иметь в виду, что генерируемая указанными СД номинальная РМ учтена при расчете электрических нагрузок согласно [5, 6, 7].

Значение РМ, генерируемой этими группами СД,

за исключением РМ, учтенной при определении электрических нагрузок,

$$Q_{д1} = \Sigma (Q_{д.р} - Q_{д.н}) \approx 0{,}2\, Q_{д.н}.$$

3.6.3. Использование СД номинальной мощностью до 2500 кВт и с частотой вращения до 1000 1/мин определяется значением величины $R = C_{Q_3} / C_{P_Г}$, характеризующей целесообразность использования РМ СД при одновременном потреблении РМ из энергосистемы, не превышающем экономическое значение. Минимальные значения R, при которых использование РМ СД экономически целесообразно по сравнению с потреблением РМ из энергосистемы, приведены в табл. 1 и 2 для значений α, равных 0,2; 0,6; 1; 1,2. При значениях R менее указанных в табл. 1 и 2 для α = 0,2 использование генерируемой СД РМ экономически нецелесообразно. При значении R, находящемся в интервале между приведенными в указанных таблицах значениями, α определяется интерполяцией. Суммарное значение РМ, генерируемое этими группами СД

$$Q_{д.н} = \Sigma \alpha Q_{д.н}$$

3.6.4. РМ СД, которую экономически целесообразно использовать для КРМ при одновременном потреблении РМ из энергосистемы, не превышающем экономическое значение

$$Q'_{с.д} = Q_{д1} + Q_{д2}$$

Таблица 1. Синхронные электродвигатели 6 кВ

Частота вращения, 1/мин	α	Минимальное значение R при номинальной мощности СД, кВт									
		320	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
100	0,2	–	–	–	–	0,03	0,03	0,03	0,025	0,02	0,015
	0,6	–	–	–	–	0,04	0,04	0,04	0,035	0,03	0,025
	1,0	–	–	–	–	0,05	0,05	0,05	0,04	0,035	0,035
	1,2	–	–	–	–	0,055	0,055	0,055	0,045	0,04	0,04
150	0,2	0,04	0,03	0,03	–	–	–	–	–	–	–
	0,6	0,055	0,045	0,04	–	–	–	–	–	–	–
	1,0	0,08	0,06	0,05	–	–	–	–	–	–	–
	1,2	0,08	0,065	0,06	–	–	–	–	–	–	–
167	0,2	0,04	0,035	0,03	0,03	0,025	–	–	–	–	–
	0,6	0,05	0,045	0,04	0,04	0,035	–	–	–	–	–
	1,0	0,065	0,055	0,05	0,05	0,045	–	–	–	–	–
	1,2	0,065	0,06	0,055	0,055	0,05	–	–	–	–	–
187	0,2	0,035	0,03	0,025	0,02	0,02	0,02	0,02	–	–	–
	0,6	0,045	0,035	0,035	0,03	0,03	0,03	0,025	–	–	–
	1,0	0,06	0,055	0,05	0,045	0,045	0,04	0,03	–	–	–
	1,2	0,065	0,06	0,055	0,05	0,05	0,045	0,035	–	–	–
250	0,2	0,035	0,03	0,025	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	–	–
	0,6	0,045	0,04	0,03	0,03	0,03	0,025	0,025	0,025	0,02	–
	1,0	0,06	0,05	0,04	0,035	0,035	0,03	0,03	0,03	0,025	0,02
	1,2	0,065	0,055	0,045	0,04	0,04	0,035	0,035	0,035	0,03	0,025
300	0,2	0,035	0,03	0,025	0,025	0,025	0,025	0,02	–	–	–
	0,6	0,045	0,04	0,035	0,03	0,03	0,03	0,025	0,02	–	–

Продолжение табл. 1

Частота вращения, 1/мин	α	Минимальное значение K при номинальной мощности СД, кВт									
		320	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
300	1,0	0,06	0,05	0,045	0,04	0,035	0,035	0,03	0,025	0,02	–
	1,2	0,065	0,06	0,05	0,045	0,04	0,04	0,035	0,03	0,025	0,02
375	0,2	0,035	0,03	0,025	0,02	0,02	0,02	–	–	–	–
	0,6	0,045	0,04	0,035	0,025	0,025	0,025	0,02	0,02	–	–
	1,0	0,055	0,045	0,04	0,03	0,03	0,03	0,025	0,025	0,02	–
	1,2	0,06	0,055	0,045	0,035	0,035	0,035	0,03	0,03	0,025	0,02
500	0,2	–	0,02	0,02	0,02	0,02	–	–	–	–	–
	0,6	–	0,025	0,025	0,025	0,025	0,02	0,02	–	–	–
	1,0	–	0,035	0,035	0,03	0,03	0,025	0,025	0,02	–	–
	1,2	–	0,04	0,04	0,035	0,035	0,03	0,028	0,025	0,02	–
600	0,2	–	–	–	0,02	–	–	–	–	–	–
	0,6	–	–	–	0,025	0,02	0,02	0,02	–	–	–
	1,0	–	–	–	0,03	0,025	0,025	0,025	0,02	–	–
	1,2	–	–	–	0,035	0,03	0,03	0,028	0,025	0,02	–
750	0,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	0,6	–	–	–	–	0,02	–	–	–	–	–
	1,0	–	–	–	–	0,025	0,02	–	–	–	–
	1,2	–	–	–	–	0,025	0,025	0,02	–	–	–
1000	0,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	0,6	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	1,0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	1,2	–	–	–	–	0,02	–	–	–	–	–

Таблица 2. Синхронные электродвигатели 10 кВ

Частота вращения, 1/мин	α	Минимальное значение R при номинальной мощности СД, кВт			
		1250	1600	2000	2500
250	0,2	0,016	–	–	–
	0,6	0,025	–	–	–
	1,0	0,03	0,02	–	–
	1,2	0,035	0,025	0,02	–
300	0,2	0,015	0,015	–	–
	0,6	0,025	0,025	0,02	–
	1,0	0,03	0,03	0,025	0,02
	1,2	0,035	0,035	0,03	0,023
375	0,2	0,015	–	–	–
	0,6	0,025	0,02	0,02	0,2
	1,0	0,03	0,027	0,025	0,022
	1,2	0,035	0,03	0,028	0,025
500	0,2	0,015	–	–	–
	0,6	0,025	0,02	–	–
	1,0	0,03	0,027	0,02	–
	1,2	0,035	0,03	0,022	0,02
600	0,2	–	–	–	–
	0,6	–	–	–	–
	1,0	0,02	0,02	0,02	–
	1,2	0,025	0,025	0,022	0,02
750	0,2	–	–	–	–
	0,6	–	–	–	–
	1,0	0,02	0,02	0,02	–
	1,2	0,025	0,025	0,022	0,02
1000	0,2	–	–	–	–
	0,6	0,017	–	–	–
	1,0	0,022	0,02	–	–
	1,2	0,025	0,022	0,018	–

3.7. Анализ баланса РМ на границе балансового разграничения с энергосистемой.

3.7.1. При $\bar{Q}_p - Q_{н.к1} - Q'_{с.д} - Q_э < 0$ рекомендуется уменьшить значение указанной в ДПЭ величины $Q_э$ до обеспечения условия

$$\bar{Q}_p - Q_{н.к1} - Q'_{с.д} - Q_э = 0$$

3.7.2. В случае $\bar{Q}_p - Q_{н.к1} - Q'_{с.д} \leq 0$, что может иметь место при установке в узле нагрузки значительного количества СД, которые генерерируют РМ, превосходящую реактивную расчетную нагрузку остальных электроприемников, рекомендуется руководствоваться следующим:

в ДПЭ согласно [2] указывается предельное значение РМ, передаваемой в сеть энергосистемы в часы больших нагрузок электрической сети;

в целях ограничения выдачи РМ в сеть энергосистемы в часы больших и малых нагрузок электрической сети должна быть рассмотрена возможность работы СД со значением коэффициента мощности, близким к единице;

технический предел генерации РМ в сеть энергосистемы $tg\varphi_г$ в часы малых нагрузок принимается равным 0,1;

батареи конденсаторов БВК не устанавливаются. Целесообразность установки БНК определяется потребителем.

3.7.3. При $\bar{Q}_p - Q_{н.к1} - Q'_{с.д} - Q_э = \Delta Q' > 0$ должно быть рассмотрено получение недостающей РМ

из следующих источников:

СД мощностью до 2500 кВт и частотой вращения до 1000 1/мин (в случае, если располагаемая мощность этой группы СД не используется полностью при потреблении РМ из энергосистемы, не превышающем экономическое значение - см. п. 3.6.3);

дополнительная, сверх $Q_{н.к1}$, установка БНК;

установка в узлах нагрузки 6 - 10 кВ БВК;

потребление РМ из энергосистемы, превышающее экономическое значение, $Q_{п.э} = \Delta Q'$.

Указанные источники рассматриваются взаимосвязано. При их выборе следует учитывать, что для предприятий с 1-, 2- и 3-сменным режимом работы рекомендуется устанавливать БНК, а для предприятий с непрерывным режимом работы - БВК.

3.7.4. Целесообразность более полного использования РМ СД мощностью до 2500 кВт и частотой вращения до 1000 1/мин определяется согласно табл. 1 и 2 по следующим положениям:

3.7.4.1. Для предприятий с 1-, 2- и 3-сменным режимом работы затраты на генерирование РМ СД сопоставляются с затратами при потреблении РМ из энергосистемы, превышающем экономическое значение, ($R = C_{Q_п}/C_{рг}$) и генерировании РМ установками БНК ($R = З_{н.к}/C_{рг}$);

3.7.4.2. Для предприятий с непрерывным режимом работы затраты на генерирование РМ СД сопоставляются с затратами при потреблении РМ из энергосистемы, превышающем экономическое значение, ($R = C_{Q_п}/C_{рг}$) и генерировании РМ установ-

ками БВК ($R = З_{в.к}/С_{рг}$);

3.7.4.3. РМ, которую целесообразно использовать, определяется по наименьшему из значений сопоставляемых величин R

$$Q_{дз} = \sum \alpha Q_{д.н.}$$

При значении R меньше $R = С_{Q_э}/С_{рг}$ (см. п. 3.6.3) $Q_{дз}$ принимается равной $Q_{д2}$

3.7.5. Результирующее значение используемой РМ СД

$$Q''_{с.д} = Q_{д1} + Q_{дз}.$$

СД, использование РМ которых экономически нецелесообразно, должны работать с $\cos\varphi = 1$.

3.7.6. При $\bar{Q}_р - Q_{н.к1} - Q''_{с.д} - Q_э = \Delta Q'' > 0$

для предприятий с 1-, 2- и 3-сменным режимом работы должна быть рассмотрена целесообразность дополнительной установки БНК мощностью $Q_{н.к2}$. Для этого определяется значение экономически оптимальной реактивной мощности $Q_{т.э}$, которая может быть передана через цеховые трансформаторы в сеть до 1 кВ по критериям минимизации потерь в сети 6 – 10 кВ, стоимости БНК и стоимости потребляемой энергии из энергосистемы. При потреблении РМ из энергосистемы, превышающем экономическое значение,

$$Q_{т.э} = (З_{н.к} - С_{Q_п})/2A,$$

где $З_{н.к}$, А – см. соответственно пп. 2.12, 2.10 настоящих РТМ; $C_{Q_л}$ – см. п. 2.8. Значение $C_{Q_л}$, определенное согласно п. 2.8, должно быть откорректировано в связи с изменением значения $Q_{л.э}$ $(Q''_{с.д} > Q'_{с.д})$

При $Q_{т.э} \leq 0$ $Q_{н.к2} = Q_т$, но не более $\Delta Q''$;

$Q_{т.э} > Q_т$ $Q_{н.к2} = 0$

$Q_{т.э} < Q_т$ $Q_{н.к2} = Q_т - Q_{т.э}$ но не более $\Delta Q''$,

где $Q_т$ – см. п. 3.5.2.

3.7.7. В случае целесообразности дополнительной установки БНК общая устанавливаемая мощность БНК на предприятиях, работающих в 1, 2 и 3 смены, составляет

$$Q_{н.к} = Q_{н.к1} + Q_{н.к2}$$

3.7.8. При условии $\bar{Q}_р - Q_{н.к} - Q''_{с.д} - Q_э = 0$ выбор средств КРМ следует считать законченным. В случае $\bar{Q}_р - Q_{н.к} - Q''_{с.д} - Q_э < 0$ рекомендуется уменьшить мощность дополнительно устанавливаемой БНК $Q_{н.к2}$.

В случае $\bar{Q}_р - Q_{н.к} - Q''_{с.д} - Q_э > 0$ недостающая РМ,

превышающая экономическое значение, должна быть получена из энергосистемы.

3.8. Определение мощности батарей конденсаторов, устанавливаемых в сети 6 – 10 кВ.

3.8.1. При условии $\bar{Q}_р - Q_{н.к1} - Q''_{с.д} - Q_э > 0$ для предприятий с непрерывным режимом работы должна быть в первую очередь рассмотрена целесообразность установки БВК мощностью

$$Q_{в.к} = \bar{Q}_р - Q_{н.к1} - Q''_{с.д} - Q_э$$

Затраты на установку БВК должны быть сравнены с затратами на передачу потребителю из энергосистемы РМ, превышающей экономическое значение и равной

$$Q_{п.э} = Q_{в.к} .$$

3.8.2. Принятие экономически целесообразного решения определяется соотношением величин $З_{в.к}$ и $C_{Q_п}$ (откорректированной в связи с изменением значения $Q_{п.э}$). В случае $З_{в.к} > C_{Q_п}$ установка БВК нецелесообразна по сравнению с потреблением РМ из энергосистемы, превышающим экономическое значение. В случае $З_{в.к} < C_{Q_п}$ целесообразна установка БВК.

4. Размещение батарей конденсаторов и управление средствами КРМ

4.1. БНК могут размещаться в электротехнических помещениях или непосредственно в произ-

водственных помещениях.

4.2. Установку БНК непосредственно в производственных помещениях следует выполнять при соблюдении следующих условий:

распределение электроэнергии производится магистральными шинопроводами;

окружающая среда в производственном помещении не содержит проводящей пыли, химически активных веществ, не отнесена к взрывоопасным и пожароопасным зонам;

должны быть исключены механические воздействия от транспортных средств и перемещаемых грузов;

степень защиты оболочки БНК должна быть не менее IP4X по ГОСТ 14255.

Установка БНК в производственных помещениях должна производиться с учетом требований гл. 5.6 ПУЭ 6-го изд.

4.3. На магистральном шинопроводе следует предусматривать не более двух близких по мощности БНК. Подключение БНК к шинопроводу следует производить согласно [1].

4.4. При условиях, отличающихся от перечисленных в п. 4.2, БНК рекомендуется устанавливать в помещениях цеховых трансформаторных подстанций с подключением к сборным шинам низкого напряжения. Количество БНК (не более двух на один трансформатор) определяется мощностью трансформатора и степенью компенсации. БНК также могут размещаться в ЭМП и других электропомещениях.

Установка БНК в электропомещениях должна отвечать требованиям глав 4.1, 5.6 ПУЭ.

4.5. БВК должны размещаться, как правило, в отдельных (специально для них предназначенных) помещениях, а также в ЭМП и подстанциях. Установка БВК должна отвечать требованиям глав 5.6, 4.2 и 5.1 ПУЭ.

4.6. Установки БНК и БВК должны иметь ручное управление для включения или отключения установки в целом или ее части эксплуатационным персоналом.

4.7. Для обеспечения оптимального режима работы электрических сетей с переменным потреблением РМ установки БНК должны иметь автоматическое ступенчатое регулирование мощности в функции РМ, реактивного или полного тока узла нагрузки, к которому подключена БНК. Устройства автоматического регулирования мощности должны поставляться в составе БНК.

4.8. Автоматическое регулирование мощности БВК рекомендуется осуществлять при наличии у потребителя выключателей 6 - 10 кВ, предназначенных для частой коммутации емкостной нагрузки. При их отсутствии регулирование мощности БВК производить не следует.

4.9. Синхронные двигатели, реактивная мощность которых используется для КРМ, должны иметь автоматическое регулирование возбуждения в функции реактивной мощности узла нагрузки на границе балансового разграничения с энергосистемой.

4.10. При значительном количестве установок КРМ следует при проектировании рассматривать возможность устройства централизованного управления ими с диспетчерского пункта.

Институтом разработано пособие к данному РТМ36.18.32.6-92. В пособии даны примеры расчетов выбора средств и мощности установок КРМ для различных промышленных предприятий, приведены необходимые справочные данные.

Цена разработки 9600 руб. (включая НДС).

Справки по тел. 366-78-71 - Ивашкевич Н. Е., Золотайкина О. И.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий. М788-930 //Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. 1984. N 1. с. 12 - 35.

2. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях, утвержденная Главгосэнергонадзором 14 мая 1991 г. и введенная в действие с 1 января 1992 г.// Промышленная энергетика. 1991. N 7.

3. Прейскурант N 09-01 "Тарифы на электрическую и тепловую энергию", введенный в действие с 1 января 1991 г.

4. Инструктивное письмо Главгосэнергонадзора N 94-6/8-ЭТ от 17 февраля 1992 г. о порядке применения нормативных документов по КРМ и качеству электроэнергии.

5. Указания по расчету электрических нагрузок. РТМ36.18.32.4-92 // Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. 1992. N 7 - 8. С. 4 - 28.

6. Пособие к "Указаниям по расчету электрических нагрузок" (2-я редакция).

7. Программа автоматизированного расчета электрических нагрузок // Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. 1992. N10. С. 42.

8. Инструктивное письмо Главгосэнергонадзора N 94-6/1-ЭТ от 9 января 1992 г. об оплате за потребление реактивной мощности и энергии //Промышленная энергетика. 1992. N3.

9. Жохов Б. Д. Выбор компенсирующих устройств в сетях общего назначения //Промышленная энергетика. 1993. N 2.

gost.e-ecolog.ru